

Marktdesign für nachhaltige regionale elektrische Energiemärkte (NaREM)

- Wesentliche Auszüge des Endberichts -

Projektteam:

Katrin Trepper (geb. Schmitz)

Patrick Himmes

Michael Bucksteeg

Jessica Raasch

Dominik Schober

Oliver Woll

Christoph Weber

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 dem Förderkennzeichen 01UN1008 gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

September 2013

Vorwort

Vor dem Hintergrund der zunehmenden, dezentralen Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und den damit verbundenen Herausforderungen nicht nur für die deutschen Stromtransport- und -verteilnetze beschäftigte sich das Forschungsprojekt „Marktdesign für nachhaltige regionale elektrische Energiemärkte“ (NaREM) im Zeitraum 2010 - 2013 vor allem mit der Analyse alternativer Strommarktdesigns für Deutschland und dem Konzept regionaler Märkte. Der vorliegende Abschlussbericht fasst die wichtigsten Forschungsergebnisse und gewonnenen Erkenntnisse in Form von Thesen und Handlungsempfehlungen zusammen. Die Arbeitspapiere, in denen die erzielten Ergebnisse detaillierter dargestellt und begründet sind, sind am Ende des Berichts aufgelistet und separat veröffentlicht.

Wir möchten uns an dieser Stelle vor allem beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, das die Finanzierung des Projektes ermöglichte sowie bei unseren Ansprechpartnern beim Projektträger, die uns tatkräftig in Fragen der Antragstellung und bei der Verwaltung des Projektes unterstützt haben, bedanken. Großer Dank gilt ebenfalls allen Mitgliedern des Praxisbeirats, die durch konstruktive Diskussion und Kritik unsere Arbeiten voran gebracht haben und die Praxisrelevanz unserer Ergebnisse stets im Blick behielten. Abschließend bedanken wir uns auch bei allen Mitarbeitern, ohne deren Ideen und Energie der erfolgreiche Abschluss des Projektes nicht möglich gewesen wäre.

Inhaltsverzeichnis

Vorwort	ii
1 Einleitung	4
2 Zentrale Schlussfolgerungen: 10 Thesen	7
3 Darstellung der wichtigsten Ergebnisse der Arbeitsbereiche	10
3.1 Grundlegende Ökonomik REGIONALER MÄRKTE	10
3.2 Arbeitsbereich A: (Regionale) Strommärkte aus der Perspektive der Nachhaltigkeitsökonomik	11
3.2.1 A1: Effiziente Technologieförderung, intergenerationale Verteilungseffekte und ihre Berücksichtigung im Marktdesign	11
3.2.2 A2: Effizienz und Robustheit bei der Ausgestaltung von regionalen Strommärkten und Fördermaßnahmen	12
3.2.3 A3: Koordination und Anreizwirkungen an der Schnittstelle zwischen regionalen Strommärkten und Netzinfrastruktur	13
3.2.4 A4: Intragenerationale Verteilungseffekte und die Ausgestaltung von regionalen Strommärkten	18
3.3 Arbeitsbereich B: Ausgestaltung von regionalen Strommärkten	19
3.3.1 B1: Varianten der Ausgestaltung	19
3.3.2 B2: Kopplung der regionalen Strommärkte mit den nationalen bzw. internationalen Märkten	21
3.3.3 B3: Kurzfristige Preisbildung und Effizienz der Marktvarianten	23
3.3.4 B4: Anreize für strategisches Verhalten	24
3.3.5 B5: Langfristige, dynamische Entwicklung	25
3.4 Arbeitsbereich C: Zusammenfassende Bewertung der Möglichkeiten regionaler Strommärkte und Identifikation umweltpolitischer Implikationen	27
4 Handlungsempfehlungen	28
5 Publikationen	32
6 Literaturverzeichnis	38

1 Einleitung

Der Klimaschutz zählt zweifelsohne zu den großen, globalen Herausforderungen für die Nachhaltigkeit unseres Wirtschaftssystems. Dabei kommt der Energieumwandlung und -anwendung eine herausragende Bedeutung zu, da nach Abschätzungen des IPCC rund 60 % des anthropogenen Treibhauseffektes auf die Emissionen von CO₂ und davon wiederum rund 90 % auf die Verbrennung fossiler Energieträger zurückzuführen sind (vgl. IPCC 2007). Daneben gehen mit der Energienutzung auch klimarelevante Methan-(CH₄)-Emissionen einher, insbesondere durch Leckagen beim Gastransport und durch Grubengasemissionen beim Steinkohlebergbau sowie auch Emissionen „klassischer“ Luftschadstoffe wie Schwefeldioxid (SO₂), Stickoxiden (NO_x) und Feinstaubpartikel.

Vor diesem Hintergrund und angesichts eines nach wie vor weltweit steigenden Energieverbrauchs kommt einer verstärkten Nutzung erneuerbarer Energien sowie einer effizienten Energienutzung eine zunehmende Bedeutung zu. Das Dargebot erneuerbarer Energien ist jedoch regional verteilt und auch die Energienutzung erfolgt verstreut über das ganze Land, im Gegensatz zur überwiegend zentralen Energieumwandlung in konventionellen Großkraftwerken. Um hier eine ökonomisch und ökologisch effiziente Nutzung der Ressourcen zu erreichen, wird in Politik und Wissenschaft zunehmend die Entwicklung regionaler Marktplätze zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage gefordert. Zum einen setzt dies die Entwicklung entsprechender Informations- und Kommunikationssysteme voraus – ein Aspekt der insbesondere im Fokus der E-Energy-Projekte stand. Zum anderen ist jedoch aus ökonomischer Sicht auch die Frage nach der Ausgestaltung dieser Märkte zu stellen, bzw. es ist zunächst einmal zu prüfen, welche Rolle einem regionalen Ausgleich von Angebot und Nachfrage in einer zunehmend globalisierten Energiewirtschaft sinnvollerweise zukommen kann.

Vor dem Hintergrund der skizzierten Problemstellung lag das Gesamtziel von NaREM darin, ökonomisch fundiert zu analysieren, inwiefern der in Zukunft aller Voraussicht nach weiter zunehmenden Dezentralisierung der Stromerzeugung durch eine Regionalisierung der Märkte adäquat entsprochen werden kann. Dementsprechend galt es 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 Vor- 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 eher auf technische Aspekte regionaler Energiemärkte fokussierenden E-Energy-Projekten, die damit verbundenen ökonomischen Fragen zu analysieren.

Entsprechend der Zielsetzung untergliedert sich das Projekt in drei 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 werden 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 Netzinfrasturktur
- 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.

2 Zentrale Schlussfolgerungen: 10 Thesen

Aus den vielfältigen Ergebnissen von NaREM lassen sich zehn zentrale Thesen ableiten. Diese Thesen fassen knapp wesentliche Erkenntnisse zusammen, die im Rahmen der verschiedenen Arbeitspakete des Projekts gewonnen wurden. Ausführliche Erläuterungen zu den Thesen finden sich in Kapitel 3, in dem die wichtigsten (wissenschaftlichen) Ergebnisse der jeweiligen Arbeitsbereiche aufgezählt und detaillierter dargestellt werden.

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.

Eine 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 regressive Verteilungswirkung: im Mittel werden wohlhabendere Bürger begünstigt.

Hierfür sind drei Faktoren entscheidend. Ärmere Haushalte geben erstens einen höheren Anteil 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 Auspeicherung 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 Markt 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 Einspeisung 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).

3 Darstellung der wichtigsten Ergebnisse der Arbeitsbereiche

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. Zum Teil werden unter regionalen Marktplätzen Marktstrukturen verstanden, die oberhalb der nationalen Strukturen angesiedelt sind (z. B. Strommarkt Central-West-Europe¹). 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“, vgl. z. B. Burdett und Judd 1982, Mankiw 2011) 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 daher keine „künstlich angelegten“ 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.

¹ Siehe auch <http://www.marketcoupling.com/market-coupling/european-market>

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.

UNTER DIESEN PRÄMISSEN LIEFERN REGIONALE MÄRKTE EINEN BEITRAG ZUR ÖKONOMISCHEN EFFIZIENTEN STROMVERSORGUNG 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, was anhand der Orientierung an Netzengpässen erfolgt (auch: Market Splitting bzw. Nodal Pricing).

3.2 Arbeitsbereich A: (Regionale) Strommärkte aus der Perspektive der Nachhaltigkeitsökonomik

3.2.1 A1: Effiziente Technologieförderung, intergenerationale Verteilungseffekte und ihre Berücksichtigung im Marktdesign

Angesichts großer Unsicherheiten und Spillover-Effekte spielen effektive Fördermechanismen für neue Technologien wie z. B. die Erneuerbaren eine wesentliche Rolle, sowohl um die externen Effekte (Emissionen und Spillovers) zu internalisieren als auch um das Investorenrisiko zu begrenzen. Neben den Unsicherheiten ist auch der technologische Fortschritt als Ergebnis von Forschung und Entwicklung sowie von Learning-by-doing von Bedeutung. Um die optimale Ausgestaltung politischer Instrumente unter Berücksichtigung von Technology-Spillovers und Unsicherheit zu analysieren wurde der Ansatz

von Fischer und Newell (vgl. Fisher und Newell 2008) um die Unsicherheit bzgl. der zukünftig durch Emissionen verursachten Kosten erweitert.

Es zeigt sich, dass ein Bündel aus drei politischen Instrumenten erforderlich ist, um die bestehenden Externalitäten bestmöglich zu kompensieren. Die Wahl des optimalen Instrumente-Mix ist dabei abhängig von der Risikoaversion sowohl der Gesellschaft als Ganzes als auch der einzelnen Unternehmen.

Um die Relevanz der Effekte zu verdeutlichen und Größenordnungen dieser abschätzen zu können, wurde eine stilisierte empirische Anwendung mithilfe eines globalen Modells entwickelt. Die Kalibrierung erfolgte anhand der Daten der IEA (vgl. IEA 2010). Unter plausiblen Annahmen, zeigt sich im Ergebnis, dass insbesondere eine erhebliche Förderung von F&E erfolgsversprechend ist. Hingegen kommt der direkten Subvention der Erzeugung eine geringere Bedeutung zu.²

3.2.2 A2: Effizienz und Robustheit bei der Ausgestaltung von regionalen Strommärkten und Fördermaßnahmen

Der aktuelle Elektrizitätsmarkt ist nach der Liberalisierung weiteren Herausforderungen ausgesetzt. Die nach dem EEG bevorzugte Einspeisung von Energie aus erneuerbaren Quellen sorgt für eine volatile Residuallast, wobei sich die Schwankungen durch den fortschreitenden Zubau der Kapazitäten Erneuerbarer Energien weiter verstärken.

Diese Situation sorgt für Unsicherheit in der Investitionsplanung für konventionelle Kraftwerke, welche notwendig sind um die nicht durch die Erzeugung aus erneuerbaren Quellen gedeckte Nachfrage zu erfüllen. Neben der Höhe der residualen Last ist auch die Dauer des Kraftwerksbetriebes über ein Jahr unsicher, sodass nicht nur die Dimensionierung traditioneller Kraftwerke kritisch ist, sondern auch die Wirtschaftlichkeit solcher Projekte in Frage steht.

Vor dem Hintergrund dieser schwierigen Investitionssituation ist die Versorgungssicherheit gefährdet und die Nachhaltigkeit des Energiemarktes fraglich. Um die „Robustheit“ des aktuellen Elektrizitätsmarktes zu untersuchen, wurde die Investitionstätigkeit und die Bestandsentwicklung der thermischen Kraftwerkskapazitäten als regeltheoretisches Problem beschrieben und die Robustheit im regeltheoretischen Sinn untersucht. Ausgangspunkt dieser Analyse war ein traditionelles Modell zur Kraftwerksinvestitions- und -einsatzplanung, das Konzept des Peak-Load-Pricing. Gegenstand der Regeltheorie sind Systeme, deren Gleichgewicht gestört wird, die durch Regelung jedoch stabil gehalten werden sollen. Daher wurde das aus dem Peak-Load-Pricing-Modell resultierende optimale Gleichgewicht, das durch einen Mix von Kapazitäten verschiedener Technolo-

² Für eine detailliertere Beschreibung siehe Himmes und Weber (2013): Optimal environmental policy design in the presence of uncertainty and technology spillovers

gien charakterisiert werden kann, hier Störungen ausgesetzt. Als Regelgrößen, die das System wieder zum Gleichgewicht zurückführen, werden die Investitionen in die verschiedenen Technologien aufgefasst, die im wettbewerblichen Markt durch Preissignale induziert werden, auf die die Marktakteure reagieren. Robustheit bedeutet in der regeltheoretischen Perspektive dann das Funktionieren dieses Regelmechanismus auch bei Fehleinschätzungen der Marktakteure (Regler) bezüglich zentraler Parameter der Systemdynamik.

Die Modellierung hat die Möglichkeiten der Betrachtung des Investitionsproblems bzw. der Untersuchung der Nachhaltigkeit des Strommarktes aus der Perspektive der Regeltheorie verdeutlicht. Die erzielten Ergebnisse deuten auf eine gewisse Robustheit des Systems im Sinne der Erhaltung der Stabilität unter bestimmten Veränderungen hin.³

3.2.3 A3: Koordination und Anreizwirkungen an der Schnittstelle zwischen regionalen Strommärkten und Netzinfrastruktur

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 Bottom-Up-Ansatz, der Kopplung unterschiedlicher regionaler Energiemärkte (auch: Market Coupling) und Top-Down-Ansatz, der Aufteilung des übergeordneten Marktes in mehrere Teilmärkte durch Orientierung an Netzengpässen (auch: Market Splitting bzw. Nodal Pricing) unterschieden werden. Aufgrund der hohen Komplexität und Interdisziplinarität der in NaREM untersuchten Fragestellungen überschneiden sich viele Arbeitspapiere und Analysen thematisch, was eine eindeutige Zuordnung zu konkreten Arbeitspaketen nicht immer möglich macht. Vor allem die Arbeiten zu Arbeitspaket A3 weisen große thematische Anknüpfungspunkte und teils thematische Überschneidungen zu den Arbeiten zu Market Splitting und Redispatch in den Bereichen B1 und B2 auf, wo es vor allem um die Ausgestaltung von Strommärkten und die Koordination nationaler und internationaler Strommärkte geht. Die im Folgenden dargestellten Arbeiten im Bereich A3 fokussieren daher vor allem auf die Anreizwirkung, unterschieden nach Übertragungs- und Verteilnetzebene.

Das Netz ist sowohl Ermöglicher von Marktinteraktionen als auch monopolistischer Engpass. Letzteres hat zur Folge, dass das Netz einer staatlichen Regulierung unterliegt, in Deutschland im Wesentlichen ausgeübt durch die Bundesnetzagentur. Die optimale

³ Für eine detaillierte Beschreibung siehe Raasch und Weber (2012): Dynamic electric markets – The Peak Load Pricing model as a control theoretic problem

Ausgestaltung dieser Regulierung stand jedoch nicht im Fokus dieses Arbeitspakets- vielmehr wurde als Arbeitshypothese davon ausgegangen, dass es dem Regulierer durch entsprechende Anreize weitgehend gelingt, die Netzbetreiber zu systemorientiertem Verhalten anzuhalten⁴.

Anreizsetzung im Übertragungsnetz

Auf Übertragungsnetzebene wurde im Rahmen von NaREM ein Redispatch-Vergütungsmodell zur standortbezogenen Anreizsetzung entwickelt. Hintergrund hierfür ist die in den letzten Jahren beobachtete massive Zunahme von Netzengpässen im deutschen Übertragungs- aber auch im Verteilnetz. Bei einem weiteren Anstieg der Einspeisung aus EE (u. a. auch Offshore Wind) und anhaltenden Verzögerungen im Netzausbau ist auch zukünftig mit einer Verschärfung der Engpassproblematik zu rechnen. Ausgehend davon, dass am aktuellen Strommarktdesign, das keine Netzrestriktionen bei der Preisfindung berücksichtigt, festgehalten werden soll⁵, wurde als eine Art „Übergangslösung“ in Zeiten von Netzausbauverzögerungen untersucht, inwieweit eine ex-post Zonierung des deutschen Strommarktes möglich erscheint.

Bis Ende 2012 war das Engpassmanagement in Deutschland durch bilaterale Verträge zwischen Kraftwerksbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern gekennzeichnet. Da den ÜNB die tatsächlichen Grenzkosten der Kraftwerksbetreiber nicht bekannt sind (Informationsasymmetrie), erscheinen bilaterale Verträge unzureichend, um für Kraftwerksbetreiber Anreize zu setzen, Angebote in Höhe ihrer tatsächlichen Grenzkosten zu unterbreiten. Die Folge sind höhere Kosten zur Engpassbeseitigung. Hinzu kommt, dass die Teilnahme an Redispatch bis 2012 auf freiwilliger Basis erfolgte, wodurch zusätzliches Kostenreduktionspotential verloren geht. Seit diesem Jahr erfolgt Redispatch im Übertragungsnetz jedoch auf der Basis von Preisgeboten der Anlagenbetreiber und ist damit zumindest mit Einschränkungen marktorientiert.

Davon ausgehend, dass das aktuelle Strommarktdesign in Deutschland vorerst beibehalten wird (einheitliche Preiszone, Engpassmanagement durch Redispatch, EE-Einspeisevorrangregelung), erscheint die Entwicklung eines Redispatch-Vergütungsmodells, das auch standortbezogene Anreize setzt, sinnvoll. Im deutschen Kontext und vor dem Hintergrund der zunehmend dezentralen Marktstruktur sollten jedoch neben den großen ans Übertragungsnetz angeschlossenen Anlagen vor allem auch die kleineren an die Verteilnetze angeschlossenen Anlagen im Redispatch-

⁴ Diese Arbeitshypothese ist sicherlich kritisch zu hinterfragen und die möglichen Ausgestaltungen der Regulierung näher zu untersuchen (vgl. auch Brandstätt et al. 2011). Dies würde jedoch den Rahmen der vorliegenden Ausführungen sprengen.

⁵ Zur Diskussion der Ausgestaltung regionaler Strommärkte und alternativer Marktdesigns siehe Arbeitsbereich B.

Mechanismus berücksichtigt werden. Das im Rahmen von NaREM entwickelte Redispatch-Vergütungsmodell, das sogen. **ex-post zonale Modell**, ist in der Lage standortbezogene Preissignale für Produzenten in (dezentralen wie zentralen) Märkten zu setzen. Dies erfolgt durch einen engpassbezogenen Aufschlag („congestion price“) bzw. Abschlag („congestion fee“) für alle Produzenten, die sich in den Marktregionen bzw. dezentralen Märkten vor bzw. hinter dem Netzengpass befinden. Diese wird basierend auf den sich nach dem Day-Ahead-Markt ergebenden Engpässen auf den Marktpreis gezahlt bzw. vergütet und an den Übertragungs- bzw. Verteilnetzbetreiber abgeführt bzw. von diesem gezahlt. Wenn jedoch weiterhin ein Großteil der Erzeugungsanlagen der dezentralen Märkte durch die vorrangige EE-Einspeiseregulierung von Redispatch „quasi“ ausgeschlossen ist, ist solch ein Redispatch-Vergütungsmodell auf Verteilnetzebene bzw. der Ebene dezentraler Märkte nur begrenzt wirksam. Während im Übertragungsnetz ortsbezogene Anreize durch das ex-post zonale Modell gesetzt werden können, müssen zur Anreizsetzung im Verteilnetz bzw. für dezentrale Märkte, die sich (für gewöhnlich) durch einen hohen Anteil EE auszeichnen, die Modelle weiterentwickelt werden. Preissignale werden im Rahmen des ex-post zonalen Modells vorrangig an Produzenten und Investoren gesendet. Durch die Berücksichtigung von DSM-Maßnahmen in Form negativer Redispatch-Maßnahmen könnten jedoch auch im ex-post zonalen Modell adäquate Anreize für Konsumenten geschaffen werden, die im Kontext dezentraler Märkte häufig in den Vordergrund rücken.⁶

Anreizsetzung im Verteilnetz

Verglichen mit dem Übertragungsnetz unterscheidet sich das Verteilnetz in Deutschland vor allem durch eine Vielzahl an Verteilnetzbetreibern und einer deutlich größeren Anzahl an Netzknoten. Zudem ist eine aktive Steuerung bisher kaum möglich – obwohl eine Vielzahl der im Übertragungsnetz verursachten Netzengpässe auf ans Verteilnetz angeschlossene dezentrale EE-Anlagen zurückzuführen ist.

Ein Teil der im Verteilnetz erforderlichen Investitionen könnte durch ein effizient ausgestaltetes Engpassmanagement verhindert werden. Dabei sind grundsätzlich neben konventionellen Methoden der Netzsteuerung vor allem preisorientierte Mechanismen wie Nodal Pricing oder variable Netzentgelte denkbar. Eine Variante, die von Brandstätt et al. (2011) diskutiert wird, sind sogenannte Smart Contracts. Hier bezahlt der Netzbetreiber für Rechte zur netzorientierten Bewirtschaftung von Anlagen. Smart Contracts stellen bilaterale, freiwillige Verträge zwischen Netzbetreiber und Konsument bzw. Erzeuger dar. Die Idee dahinter ist es ausgewählte Konsumenten und Erzeuger für

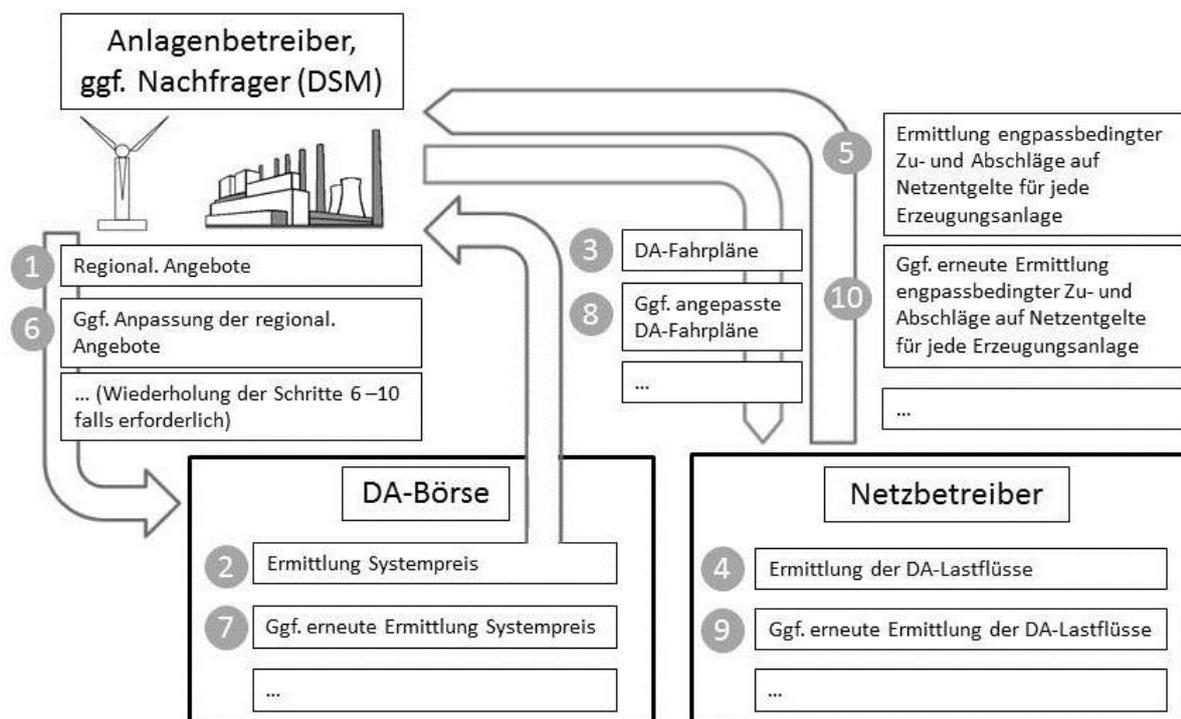
⁶ Für eine detaillierte Beschreibung siehe Trepper, Deilen, Weber (2013): Vergleich verschiedener Redispatch-Vergütungsmodelle und Entwicklung eines ex-post zonalen Vergütungsmodells für ein effizienteres Engpassmanagement in Deutschland

ein „netzfreundliches“ Verhalten zu belohnen, ansonsten die bisherige Netzentgeltssystematik jedoch nicht anzutasten.

Da eine ausführliche Diskussion und Bewertung der verschiedenen Koordinations- und Anreizmechanismen im Verteilnetz den Rahmen dieses Abschlussberichts übersteigen würde, sei an dieser Stelle auf Trepper, Kallen, Weber (2013) verwiesen. Während Nodal Pricing und variable Netzentgelte als Ansätze zur dezentralen Preisfindung u. a. sehr grundlegende Umgestaltungen des marktlichen Umfelds verlangen, bleibt bei den Smart Contracts fraglich, ob und wie hier eine standardisierte, weitgestreute Umsetzung möglich ist.⁷

Vor diesem Hintergrund wurde in NaREM ein integrierter Ansatz zur Setzung örtlich und zeitlich adäquater Preisanreize entwickelt, der auf variablen Netzentgelten basiert. Hierbei wird zum allgemeinen Marktpreis eine **engpassabhängige (positive bzw. negative) Netzentgeltkomponente** hinzu addiert, die in einem iterativen Preisbildungsprozess, der wie in folgender Abbildung 1 dargestellt ermittelt wird:

Abbildung 1: Ermittlung einer engpassabhängigen Netzentgeltkomponente



Alle (dezentralen) Anlagenbetreiber platzieren day-ahead ihre Angebote am zentralen Marktplatz (Börse) (1). Diese ermittelt auf Basis der Angebote den Systempreis (2). Die Anlagenbetreiber und Nachfrager übermitteln ihre day-ahead-Fahrpläne daraufhin dem zuständigen lokalen Netzbetreiber (3), welcher wiederum hierauf basierend die resul-

⁷ Für eine detaillierte Diskussion und Bewertung der verschiedenen Koordinationsmechanismen im Verteilnetz siehe

tierende Lastflusssituation und vor allem auch die Netzauslastung bestimmt (4). Im Fall, dass sich eine unzulässige Netzbelastung ergibt, ermittelt der lokale Netzbetreiber dann engpassbedingte Zu- und Abschläge (zum allgemeinen Marktpreis) für jede einzelne Anlage (5). Stellt der Netzbetreiber bspw. einen drohenden Engpass beim Stromabtransport in einer Region fest, so wird er einen Abschlag auf den aktuellen Marktpreis berechnen, der die Anreize zur lokalen Einspeisung verringert und zugleich den lokalen Verbrauch stimuliert. Die Anlagenbetreiber, Verbraucher und Speicherbetreiber haben dann Gelegenheit, auf die durch die engpassbedingten Zu- und Abschläge (= Preissignale) zu reagieren und ihre Fahrweise anzupassen. Die Börse ermittelt dann auf Basis der neuen Angebote erneut einen Systempreis und der Netzbetreiber die Lastflüsse. Die Schritte (6) bis (10) werden falls erforderlich wiederholt. Grundsätzlich ist dieses Modell auch für Nachfrager denkbar, die dann durch DSM-Maßnahmen neben die Anlagenbetreiber treten.

Von Vorteil ist, dass dieses Modell keinen unabhängigen Systemoperator (ISO) voraussetzt und auch nicht notwendigerweise flächendeckend eingeführt werden muss. Da die Produktionsentscheidung (Dispatch) weiterhin dezentral durch die Anlagenbetreiber erfolgt (und nicht durch einen zentralen ISO), wird in diesem Modell zudem nicht in die Entscheidungskompetenz der Anlagenbetreiber eingegriffen. Trotz Beibehaltung des zurzeit in Deutschland implementierten Preisbildungsprozess geht die Netzbelastungssituation damit zusätzlich in den DA-Markt ein. Die dezentrale Koordination von Angebot und Nachfrage erfolgt durch die Setzung adäquater Signale für (dezentrale) Einspeiser und Nachfrager in Form der engpassabhängigen Netzentgelte und realisiert so gleichzeitig ein verbessertes Engpassmanagement. Durch die effizientere Nutzung des bestehenden Netzes kann infolgedessen ein Teil der Kosten für den Netzausbau eingespart werden.

Unter Umständen sind jedoch viele iterative Schritte notwendig bis das Marktergebnis (gegen nodale Preise) konvergiert. Der Aufwand zur Erstellung regional aufgelöster Fahrpläne ist vergleichbar mit dem Ansatz nodaler Preise. Wichtig bei der Implementierung solcher engpassabhängiger Netzentgeltkomponenten ist vor allem ein transparenter Kommunikationsprozess, der die rechtzeitige Vorankündigung der Einführung eines solchen Systems durch den Netzbetreiber beinhaltet. Um eine „Verschleppung“ systemdienlicher Netzinvestitionen zu vermeiden, muss zudem der Netzbetreiber verpflichtet werden darzulegen, dass der Netzausbau nicht vorteilhafter ist als die Netzengpassbewirtschaftung.

In weiterer Forschung soll untersucht werden, wie dieser Ansatz konkret operationalisiert werden kann und engpassabhängige Netzentgeltkomponenten tatsächlich mit an-

gemessenem Zeitumfang und Aufwand so ermittelt werden können, dass sie ausreichend Anreize im Verteilnetz setzen.⁸

3.2.4 A4: Intragenerationale Verteilungseffekte und die Ausgestaltung von regionalen Strommärkten

Ursprünglich ist im Arbeitsbereich A4 die Analyse der Verteilungseffekte durch die Einführung regionaler Elektrizitätsmärkte beabsichtigt gewesen. Die Wohlfahrtseffekte bzw. die Verteilung dieser Effekte nicht nur auf Produzenten und Konsumenten, sondern ebenfalls auf die Marktteilnehmer innerhalb dieser Gruppen ist jedoch insbesondere bei den Verbrauchern massiv durch die Verteilung der EEG-induzierten Zahlungsströme geprägt. Jedoch wurden diese bereits im Rahmen der Studien „Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2013)“ des BDEW (2013) sowie „Marktakteure – Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Stromerzeugung“ des Klaus Novy Insitituts (2011) bereits im großen Umfang analysiert (u. a. die regionale Verteilung EEG-induzierter Zahlungsströme nach Bundesländern).

Die Arbeiten in NaREM fokussierten sich daher vor allem auf die Verteilung zwischen den unterschiedlichen Einkommensgruppen, die so bisher noch nicht untersucht wurde. Hierbei wurden vor allem Daten des sozio-ökonomischen Panels (SOEP), einer umfassenden Haushalts- und Personenumfrage des DIW (2011), herangezogen und analysiert. Basierend auf den SOEP-Daten lassen sich Aussagen über die Verteilung von EEG-Vergütungen und EEG-Umlage-Zahlungen zwischen den unterschiedlichen Einkommensgruppen ableiten. Laut Umfrageergebnissen besitzen ca. 8 % der deutschen Haushalte Solaranlagen.⁹ Bei den Haushalten mit einem Nettoeinkommen über 3000 EUR/Monat beträgt dieser Anteil jedoch rund 20 %, hingegen bei den Haushalten mit einem Einkommen unter 1000 EUR/Monat weniger als 2 %. Photovoltaikanlagen stellen mit ca. 97 % den Großteil der in den Anlagenstammdaten der deutschen ÜNB geführten Anlagen. Anhand der Größe der PV-Anlage kann zumindest näherungsweise auf die Eigentümergruppe geschlossen werden. Nur bei Anlagen, die eine Größe von 50 kW nicht übersteigen, ist davon auszugehen, dass sie von Privatpersonen direkt auf ihrem Gebäude betrieben werden. Bei größeren Anlagen ist eher anzunehmen, dass sich diese im Besitz von Landwirten, Industrieunternehmen bzw. Gewerbe sowie Fonds und Banken befinden, da Privatpersonen in der Regel nicht über das hohe erforderliche In-

⁸ Für eine detaillierte Beschreibung siehe Kallen, Trepper, Weber (2013): Die Idee regionaler Märkte und die Anreizsetzung durch Netztarife im Verteilnetz sowie Trepper, Weber, Kallen (2013): Dezentrale Koordination im Strommarkt der Zukunft.

⁹ Im Rahmen der Umfrage erfolgte keine Unterscheidung zwischen Photovoltaik und solarthermischen Anlagen.

vestitionskapital und die Aufstellflächen verfügen. Die Verteilung der EEG-Umlage lässt sich basierend auf diesen Annahmen näherungsweise quantifizieren – dabei zeigt sich, dass die Solaranlagenbesitzer von Rückflüssen aus der EEG-Umlage von durchschnittlich über 1000 EUR pro Jahr profitieren. Diesen stehen die Anfangsinvestitionen und die eigenen Zahlungen der EEG-Umlage für den fremdbezogenen Strom gegenüber. Aber auch nach Abzug dieser Aufwendungen ist ein Überschuss von mehreren hundert EUR pro Jahr zu erwarten. Dem stehen bei Haushalten ohne Solaranlage inzwischen Kosten für die EEG-Umlage von 100 EUR pro Jahr und mehr gegenüber.

Wie bereits in These 2 (vgl. Kapitel 2) formuliert, lässt sich auf Basis der SOEP-Daten eine regressive Verteilungswirkung des EEG feststellen. Zusammenfassend sind hierfür die folgenden drei Faktoren entscheidend:

1. Haushalte mit geringerem Einkommen geben einen größeren Anteil ihres Einkommens für Energie aus.
2. Haushalte mit höherem Einkommen haben eher die finanziellen Möglichkeiten um in Erneuerbare Energien zu investieren und so auch von der Förderung zu profitieren.
3. Ein Eigenheim bietet i.d.R. bessere Möglichkeiten für eine eigene PV-Anlage. Da jedoch Eigenheimbesitz und die Höhe des Einkommens positiv miteinander korreliert sind, verstärkt dies wiederum Punkt 2.

Regionale Strommärkte würden an diesen Verteilungseffekten vor allem dann etwas verändern, wenn sie das generelle Strompreisniveau deutlich beeinflussen würden. Bei einer Preissenkung profitieren die Verbraucher, bei einer Preiserhöhung erleiden sie Verluste. Umgekehrtes gilt für die Produzenten, sofern sie nicht – wie derzeit beim EEG-vom Marktpreisniveau entkoppelte Vergütungen erhalten. Für die nahe Zukunft ist ein regional ausdifferenziertes Preisniveau in Deutschland kaum zu erwarten, die Umverteilungseffekte durch das EEG sind jedoch bereits heute Realität.

3.3 Arbeitsbereich B: Ausgestaltung von regionalen Strommärkten

3.3.1 B1: Varianten der Ausgestaltung

Neben den erforderlichen Kommunikations- und Informationssystemen ist vor allem das Design regionaler Märkte wesentlich für deren Umsetzung. Um mögliche Ausgestaltungsformen zu identifizieren, wurden zunächst Handelsmechanismen und Auktionsverfahren bestehender Märkte analysiert. Hierbei wurden folgende Aspekte des Marketdesign als wesentlich identifiziert: Auktionsverfahren, freiwillige oder mandatorische Handelsteilnahme, Engpassmanagement sowie die technologischen Charakteristika der

Marktteilnehmer. Eine Analyse unterschiedlicher europäischer Strombörsen hat gezeigt, dass sich bei den Auktionsverfahren in der Praxis fast ausschließlich die sogenannten zweiseitigen Auktionen durchgesetzt haben. Bei der Ausgestaltung des Marktplatzes muss des Weiteren zwischen dem freiwilligen Exchange-Modell und dem mandatorischen Pool-Modell unterschieden werden. Ein Vergleich zwischen diesen beiden Modellen im Hinblick auf Organisation, Restriktionen und Umsetzbarkeit von Spot- und Terminmärkten und eine Bewertung aus der Wohlfahrtsperspektive verdeutlicht, dass beide Modelle auch zu Unterschieden bei der Integration der Nachfrage, bei der Transparenz, der Marktorganisation und der Kopplung mit dem Netzbetrieb führen.

Entscheidend ist jedoch auch die Frage der Kopplung mit den nationalen bzw. internationalen Märkten (siehe Arbeitsbereich B2). Die (Preis-) Ankopplung an den darüber liegenden Markt stellt ein zentrales Designelement eines jeden regionalen Marktes dar (vgl. These 7, Kapitel 2 bzw. Kapitel 3.3.2). Liegt kein Netzengpass vor, gibt es auch keinen ökonomisch sinnvollen Grund für regional unterschiedliche Preise (vgl. Kapitel 3.1 und 3.3.2).

Zudem ist ein adäquates Engpassmanagement auch bei regionalen Märkten von hoher Bedeutung. Qualitative Aussagen zur „Anwendungseffizienz“ eines nodalen Marktdesigns wurden auf Basis eines Vergleichs eines funktionierenden, nodalen Marktes mit dem deutschen Strommarkt im Rahmen des Arbeitspakets B2 abgeleitet. Bei kleineren, regionalen Marktplätzen können zudem Technologiecharakteristika wie Kraft-Wärme-Kopplung oder Speichermöglichkeiten das Marktgeschehen erheblich beeinflussen.

Basierend auf diesen Überlegungen lässt sich ableiten, dass insbesondere ein Modell mit mehreren Auktionen pro Tag, bei dem auch komplexe Gebote möglich sind, für einen regionalen Marktplatz mit vielfältigen unterschiedlichen Erzeugern und Nachfragern geeignet erscheint. Die Höhe des Effizienzgewinns, der durch ein verbessertes Engpassmanagement (in Form regionaler Märkte, die sich anhand der Netzengpässe orientieren) realisiert werden kann, hängt maßgeblich von der Anzahl an (dauerhaften) Netzengpässen ab. Regionale Marktplätze sollten sich an Netzengpässen orientieren.¹⁰

¹⁰ Für eine detaillierte Beschreibung siehe Himmes und Weber (2012): Marktdesign für nachhaltige regionale elektrische Energiemärkte; sowie Trepper (geb. Schmitz) und Weber (2013): Does one design fit all? On the transferability of the PJM market design to the German electricity market

3.3.2 B2: Kopplung der regionalen Strommärkte mit den nationalen bzw. internationalen Märkten

Die (Preis-) Ankopplung an den darüber liegenden Markt stellt ein zentrales Designelement eines jeden regionalen Marktes dar (vgl. These 7, Kapitel 2). Die Anbindung kann entweder über koordinierte Auktionen erfolgen (Market Coupling bzw. Market Splitting) oder durch einen bzw. mehrere Marktakteure, die die Rolle eines Brokers (Handelsvermittlers) zwischen regionalem und übergeordnetem Marktplatz übernehmen.

Wie bereits in Kapitel 3.1 beschrieben, ergibt sich aus dem (bei funktionierenden Märkten) geltenden „law of one price“, dass für ein einheitliches Produkt auch ein einheitlicher Marktpreis gelten muss. 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 keine „künstlich angelegten“ 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. Ohne Vorliegen eines Netzengpasses, gibt es auch keinen ökonomisch sinnvollen Grund für regional unterschiedliche Preise.

Die Engpasssituation in Deutschland (im Übertragungs- wie auch im Verteilnetz) hat sich in den letzten Jahren deutlich verschärft. Haupttreiber für diese Entwicklung sind Verzögerungen im dringend notwendigen Netzausbau, die zunehmende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien sowie das Nord-Süd-Gefälle zwischen Stromproduktion und -verbrauch in Deutschland, das durch die Abschaltung der acht ältesten Kernkraftwerke noch weiter verstärkt wurde. Vor dem Hintergrund einer zunehmenden Anzahl an Engpassstunden im Stromtransportnetz (im Übertragungs- wie auch im Verteilnetz) ist ein effizientes Engpassmanagement für Deutschland bei dem insbesondere auch unterlagerte, regionale Märkte berücksichtigt bzw. angekoppelt werden von zentraler Bedeutung.

Vor diesem Hintergrund wurden in NaREM u. a. die theoretischen Effizienz, die „Anwendungseffizienz“ und die Umsetzbarkeit der Engpassmanagementmethoden Redispatch, Zonal Pricing und Nodal Pricing zur Bewirtschaftung innerdeutscher Engpässe analysiert und bewertet. Das nodale Marktdesign ist den anderen Methoden immer dann überlegen, wenn Netzengpässe existieren. In Stunden ohne Engpässe stimmen Systempreis und nodale Preise überein. Hier setzt die Überlegung einer „Anwendungseffizienz“ an – wie stellt sich die Effizienz des Nodal Pricing bei der Umsetzung in einem konkreten Marktgebiet dar? Bei nur wenigen Engpassstunden, sind die theoretischen Effizienzgewinne des Nodal Pricing geringer und könnten von den Umsetzungskosten des neuen Marktdesigns im konkreten Marktgebiet überstiegen werden.

Im momentanen Marktdesign bildet sich ein Markträumungspreis an der EEX und eventuelle Engpässe werden mittels Redispatch seitens der Netzbetreiber beseitigt. In einem System mit nodalen Preisen hingegen würden die Engpässe eingepreist werden und dadurch unterschiedliche Preise zwischen unterschiedlichen Knoten auf beiden Seiten des Engpasses entstehen. Dadurch wird erwartet, dass adäquate Signale für den Kraftwerkseinsatz aber insbesondere auch für die Netznutzung entstehen. Das amerikanische Marktgebiet PJM an der Ostküste der USA nutzt dieses System schon seit langer Zeit recht erfolgreich.

Theoretische Überlegungen gelangen oft zu dem Schluss, dass ein solches Modell auch in Deutschland die beste Alternative sei. Allerdings sind für die Praxis bei einem Vergleich dieser auf den ersten Blick besseren Alternative mit dem derzeitigen System die Charakteristika des betrachteten Gebietes und Systems von erheblicher Relevanz. Deshalb wurden in einem ersten Schritt detaillierte Vergleiche zwischen den beiden unterschiedlichen Engpassmanagementsystemen und Marktmodellen vorgenommen, um dann die Vorteile einer Implementierung eines nodalen Designs in Deutschland zu quantifizieren. Untersucht wurden insbesondere der Erzeugungsmix, die Netzstruktur und das Verbrauchsverhalten sowie die institutionellen Voraussetzungen in Deutschland und im Netzgebiet von PJM. Ein besonderes Augenmerk wurde dabei auf Erneuerbare und Wasserkraft gelegt, da hier mit der fluktuierenden Einspeisung umgegangen werden muss. Des Weiteren wurden auch Kapazitätsmechanismen detailliert betrachtet.

Alles in allem ergibt sich, dass PJM und Deutschland doch recht große Unterschiede aufweisen und eine Implementierung des PJM-Designs diese mit einbeziehen muss. Insbesondere dürfte das Problem des ISO, einem unabhängigen Systembetreiber, der den Kraftwerkseinsatz, das Übertragungsnetz und den Großhandel regelt, und bei PJM existent ist, zu erheblichen Anpassungen führen.¹¹

Analysen zum Zonal Pricing haben gezeigt, dass diese Form des Market Splittings als Art „second-best“-Lösung für Deutschland einen erheblichen Beitrag zur Steigerung der Versorgungssicherheit und Systemstabilität beitragen. Die Beiträge zur Wohlfahrt sind jedoch begrenzt. Modellrechnungen für 2015 in denen Deutschland entlang der Hauptengpässe in zwei Marktgebiete (regionale Märkte) aufgeteilt wurde, haben gezeigt, dass eine Reduktion der Engpässe im deutschen Übertragungsnetz in Höhe von bis zu 70% realisierbar ist. Damit verbunden reduziert sich die Anzahl der kurzfristigen Systemeingriffe der Netzbetreiber, die Gesamtsystemkosten werden jedoch nicht so

¹¹ Für eine detaillierte Beschreibung siehe Trepper (geb. Schmitz) und Weber (2013): Does one design fit all? On the transferability of the PJM market design to the German electricity market

stark reduziert. Es bleibt jedoch die Frage bestehen, wie solche regionalen Marktgrenzen effizient bestimmt werden können. Für eine effiziente Engpassbewirtschaftung müssen sich die regionalen Marktgrenzen stets an den Netzengpässen orientieren, da nur interregionale, nicht aber intraregionale Engpässe durch Zonal Pricing bewirtschaftet werden können.¹²

Insgesamt bleibt jedoch festzuhalten, dass der lokale Ausgleich von Angebot und Nachfrage nur in den Stunden erforderlich ist, in denen Netzengpässe vorliegen. Aufgrund der zeitlichen Verteilung der erneuerbaren Einspeisung wird dies maximal in einigen hundert bis rund 1000 Stunden des Jahres der Fall sein. Zudem wird bei häufig auftretenden Netzengpässen ein Netzausbau in der Regel ökonomisch vorteilhaft sein bzw. der Netzbetreiber ist hierzu durch die aktuelle Rechtslage sogar weitgehend verpflichtet.

3.3.3 B3: Kurzfristige Preisbildung und Effizienz der Marktvarianten

Bei vermehrter Einspeisung fluktuierender Erneuerbarer Energien wird zumeist erwartet, dass verstärkt auch Speicher in (regionale) Märkte einbezogen werden. Hier stellt sich das ökonomische Problem der optimalen Speicherbewirtschaftung und der entsprechenden Bietstrategien unter der gegebenen Unsicherheit bezüglich Preise und Mengen. Bei einfachen Erzeugungsoptionen stellt die Bietstrategie kein größeres Problem dar, da die optimalen Gebote hier den marginalen Kosten oder, bei Existenz von Marktmacht, den marginalen Kosten plus einem Aufschlag entsprechen. Gibt es jedoch intertemporale Einschränkungen, so stellt sich die Lösung des Problems schwieriger dar.

Um die grundsätzlichen Problematik zu analysieren, ist zunächst der einfachste zu modellierende Fall betrachtet worden. Dies ist ein Speicher mit der Möglichkeit einer Einheit zu speichern. Dabei werden zwei Perioden mit einem Startfüllstand von Null zu Beginn der Modellierung betrachtet. Nun ist zum einen eine Partizipationsentscheidung – Biete ich für eine Einspeicherung in Periode 1 und eine Ausspeisung in Periode 2 – und zum anderen, bei positiver Antwort auf die erste Frage, eine Bietentscheidung, die das optimale Bietpreispaar enthält, zu fällen. Gelöst werden kann dieses Problem in umgekehrter Reihenfolge, indem zuerst das optimale Bietpreispaar (Gebot für Einspeicherung und Gebot für Ausspeisung) ermittelt wird, um dann, bei einem positiven erwarteten Gewinn, d.h. wenn die Gebotsabgabe vorteilhaft gegenüber der Nicht-Teilnahme scheint, zu partizipieren.

¹² Für eine detaillierte Beschreibung siehe Trepper, Bucksteeg, Weber (2013): An integrated approach to model redispatch and to assess potential benefits from Market Splitting in Germany

In einer beispielhaften Berechnung wurde der Wirkungsgrad des Speichers auf rund 80 %, die Schadenskosten in Periode 1 (falls in Periode 1 nicht gefüllt wurde, die Speichermenge in Periode 2 jedoch benötigt wird) auf $R1 = 30\text{€}/\text{MWh}$ und der Restwert in Periode 2 (falls der Speicherinhalt in Periode 2 nicht genutzt wird) auf $R2 = 60\text{€}/\text{MWh}$ festgelegt. Bei den nun vorgenommenen Analysen – Veränderungen der Gebote und Entscheidungen bei verändertem $R1$ und $R2$ – stellte sich heraus, dass die Schadenskosten und der Restwert, bzw. der jeweilige Einfluss auf Gebote voneinander unabhängig sind und ab etwa $R1 = 37,5\text{€}/\text{MWh}$ und $R2 = 45\text{€}/\text{MWh}$ eine Strategieänderung eintritt. Eine Erhöhung von $R1$ bei konstantem Restwert führt zu einem hohen Einspeichergeböt wobei eine Verringerung von $R2$ bei konstanten Schadenskosten zu erzwungener Ausspeicherung führt.

3.3.4 B4: Anreize für strategisches Verhalten

Strommärkte sind aufgrund der geringen Anzahl vorhandener (Strom-) Anbieter und der Vielzahl diesen gegenüber stehenden Verbrauchern häufig durch eine Oligopolstruktur gekennzeichnet. Oligopolistische Märkte lassen sich allgemein durch spieltheoretische Modelle wie Stackelberg-, Bertrand- und Cournotmodelle sowie durch Supply Function Equilibria modellieren. Willems et al. (2009) kommen in ihrer Untersuchung der Eignung von Cournot- und SFE-Modellen zwar zu dem Ergebnis, dass beide Modellarten den gleichen Anteil der beobachteten Strompreisschwankungen (in Deutschland) beschreiben, schlagen jedoch vor, SFE-Modelle aufgrund ihrer geringeren Sensitivität vor allem zur Untersuchung langfristiger Aspekte¹³ zu nutzen. Insbesondere Strombörsen, an denen Anbieter ihre Kraftwerkskapazitäten in der Regel in Form von Preis-Mengen-Kombinationen platzieren, lassen sich durch SFE-Modelle gut nachbilden, da Art und Weise der Gebotsabgabe und die Ermittlung des Marktgleichgewichts unmittelbar im Modell repliziert werden können. Der von Klemperer und Meyer (1989) entwickelte Ansatz der SFE wurde von Green und Newbery (1992) erstmals auf Elektrizitätsmärkte angewandt. Zahlreiche Studien, in denen mittels der Modellierung von SFE das strategische Verhalten in Elektrizitätsmärkten untersucht wurde, folgten. Jedoch wurde in diesem Kontext bisher nie auf die Besonderheiten regionaler Märkte fokussiert. Die Gründe hierfür liegen zum Teil sicherlich in der sehr aufwändigen Berechnung der SFE -Modelle, da es häufig nicht nur ein Gleichgewicht gibt. Zudem kann die Modellierung nur unter sehr strengen Annahmen bezüglich der Märkte und der Kostenstrukturen erfolgen. Im Verlauf der Arbeiten und Analysen, die im Arbeitsbereich B.4 erfolgten, erwiesen sich die genannten Probleme bei der Formulierung eines geeigneten SFE-Modells als ausge-

¹³ Wie bspw. die Untersuchung der Auswirkung strategischen Verhaltens im Rahmen der Gestaltung dezentraler bzw. regionaler Märkte

sprochen kritisch und konnten nicht befriedigend gelöst werden. Auch wenn bisher kein formales SFE-Modell zur Beschreibung strategischen Verhaltens in regionalen Märkten aufgestellt werden konnte, so können auf Basis der in diesem Kontext erfolgten Arbeiten dennoch folgende qualitative Schlussfolgerungen für die Implikationen regionaler Märkte im Rahmen der Modellierung mit Hilfe von SFE-Modellen gezogen werden:

Maßgeblich für die Modellierung sind hierbei vor allem die Anzahl an Teilnehmern (Anbieter wie Nachfrage) im regionalen Marktgebiet sowie die Kopplung des regionalen Marktgebietes an das „große“, überregionale Marktgebiet. Denn im Falle ausreichend großer Kuppelkapazitäten zwischen den dezentralen Märkten und dem zentralen Marktgebiet müsste sich der gleiche Preis in allen Märkten einstellen. Dezentrale Märkte so zu bilden, dass die Austauschflüsse minimiert werden (wie in manchen E-Energy-Projekten verfolgt) erscheint vor dem Hintergrund der zunehmenden Bedeutung eines effizienten Engpassmanagements auch in den Verteilnetzen problematisch. Sinnvoller ist hier die Orientierung an Netzengpässen. Tendenziell besteht bei kleineren Marktgebieten zwar die erhöhte Gefahr lokaler Marktmacht. Allaz und Vila (1993) zeigen jedoch, dass das Vorhandensein von Forwardmärkten die Ausübung lokaler Marktmacht reduziert. Der traditionell zur Messung von Marktmacht genutzte Herfindahl-Hirschmann Index (HHI) erscheint im Kontext dezentraler Märkte jedoch ungeeignet. Geeigneter erscheint der von Sheffrin (2002) entwickelte Residual-Supply-Index (RSI), da dieser u. a. die potentiell marktmachtbegrenzenden Effekte von Austauschflüssen (zwischen den Märkten) berücksichtigt (siehe Weber und Vogel 2007). Der RSI¹⁴ misst hierbei, wie viel Kapazität im (dezentralen) Markt verbleibt, wenn ein Anbieter seine gesamte Kapazität zurückhält.¹⁵

3.3.5 B5: Langfristige, dynamische Entwicklung

Die im Folgenden dargestellten Arbeiten im Bereich B5 fokussieren vor allem auf die Analyse der Auswirkungen verschiedener Politikinstrumente in Bezug auf Preise bzw. die Integration von Erneuerbaren Energien durch spezifische Produktionssubventionen (Einspeisetarife vs. Prämienmodelle).

Grundsätzlich gilt, dass es aus ökonomischer Sicht gute Gründe gibt, die für eine spezielle Förderung Erneuerbarer Energien angeführt werden können. Die bisherige Ausgestaltung des EEG ist in Art und Umfang aber kaum effizient (vgl. These 1, Kapitel 2). Eine

¹⁴ Ist der RSI < 1 , wird der Anbieter benötigt, um die Nachfrage zu decken, und ist somit pivotaler Anbieter im Markt.

¹⁵ Für eine detaillierte Beschreibung siehe Deilen, Trepper, Weber (2013): Anreize für strategisches Verhalten.

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 die 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.

Förderung von Erneuerbaren, CO₂-Reduktion und Strompreise – Die Rolle der Preisdiskriminierung

Als Firstbest-Instrument zur Bekämpfung der globalen Erderwärmung wird in der einschlägigen (wirtschaftswissenschaftlichen) Literatur vor allem ein globales GHG-Zertifikatshandelssystem (bzw. eine Pigou-Steuer) betrachtet. Derzeit ist ein solches System noch nicht implementiert und eine Einführung vor 2020 erscheint äußerst unrealistisch. Dennoch sind einige Länder (vor allem die EU) aus unterschiedlichsten Gründen bereit, eine Vorreiterrolle in diesem Bereich zu übernehmen. Es ist dann jedoch nicht so klar, ob ein reiner Zertifikatehandel auch unter diesen Umständen die beste Lösung darstellt. Im Kontext der Förderung Erneuerbarer erscheint vor allem auch die Rolle der Preisdiskriminierung relevant, das die Kosten der Erreichung der CO₂-Reduktion, die Wettbewerbsfähigkeit gegenüber dem Ausland und die Verteilung von Kosten und Profiten beeinflusst. Prinzipiell kann Preisdiskriminierung auf Seiten der Produzenten aber auch auf Seiten der Verbraucher erfolgen. Während ersteres zur Reduktion der Produzentenrenten führt, wird die Preisdiskriminierung seitens der Verbraucher üblicherweise bei der Finanzierung der Fördersysteme verwendet – nicht zuletzt um eine Beeinträchtigung der Wettbewerbsfähigkeit energieintensiver Industrien zu vermeiden. Jedoch müssen auch die verzerrenden Effekte der spezifischen Erneuerbaren-Förderung – insbesondere im Hinblick auf die CO₂-Preise - berücksichtigt werden.

Die Analyse der Auswirkung der verschiedenen Politikinstrumente in Bezug auf Preise, Wohlfahrt und Gewinne erfolgte im Rahmen eines partiellen Gleichgewichtmodells. Hierbei ließ sich zeigen, dass Preisdiskriminierung zwischen erneuerbaren und konventionellen Erzeugern (bei einer nicht einheitlichen CO₂-Steuer oder anderen Second-Best-Instrumenten) zu einem ineffizienten Erzeugungsmix führt und folglich die Gesamtwohlfahrt reduziert. Die separate Unterstützung Erneuerbarer senkt jedoch die CO₂- und folglich auch die Großhandelsstrompreise. Es konnte gezeigt werden, dass in einem „wohlwollendem“ Regime, mit dem Ziel der Maximierung der Konsumentenrente, die CO₂-Preise und die Höhe der Erneuerbaren-Unterstützung so gewählt werden können, dass Stromkunden weniger zahlen als in einem Regime mit einheitlichen CO₂-Preisen.

Aufgrund der geringeren CO₂-Preise geht die Erhöhung der Konsumentenrente mit geringeren Staatseinnahmen einher. Die relative Bedeutung der Effekte hängt jedoch stark von den gewählten Parametern ab. Von Bedeutung sind hierbei insbesondere der Gradient der Kostenpotential-Kurven der Erneuerbaren sowie die geforderte Emissionsreduktion und die Verfügbarkeit und Kosten der konventionellen Alternativen zur Reduktion von CO₂ (insbesondere die Substitution von Kohle durch Gas).¹⁶

Integration von Erneuerbaren – Einspeisetarife vs. Prämienmodelle

Alternativ zu einer allgemeinen CO₂-Steuer bzw. -Zertifikatelösung können CO₂-freie Technologien wie Erneuerbare Energien durch spezifische Produktionssubventionen unterstützt werden. Dies kann durch Einspeisetarife oder aber durch eine Marktintegration mit zusätzlichen Prämienzahlungen (Bonus) erfolgen. Um Aussagen zur Eignung der alternativen Modelle zur Förderung von EE ableiten zu können, wurden drei verschiedene Modelle miteinander verglichen. Neben dem Modell der Einspeisetarife wurden zwei Ausgestaltungsvarianten marktbasierter Prämienmodelle im analytischen Rahmen untersucht. Hierbei konnte gezeigt werden, dass Einspeisetarife im Kontext langfristig stationärer Preise mit einem festgelegten Zielwert für den EE-Anteil auf jeden Fall zur Erreichung dieses Zielwerts führen. Dies trifft jedoch nicht zu, wenn eine Prämie gewährt wird und zusätzliche Erzeugung aus EE zu einer Veränderung der Marktpreise führt. Eine Beeinflussung der Marktpreise kann immer dann auftreten, wenn die regenerative Erzeugung in Spitzenlastzeiten andere Marktanteile aufweist als in Schwachlastzeiten. Eine effektive und effiziente Vergütung von Stromerzeugung aus EE setzt im Rahmen eines Prämienmodells demzufolge voraus, dass die technologiespezifischen Erzeugungsprofile berücksichtigt werden.¹⁷

3.4 Arbeitsbereich C: Zusammenfassende Bewertung der Möglichkeiten regionaler Strommärkte und Identifikation umweltpolitischer Implikationen

In Folge der Energiewende und des damit verbundenen massiven Ausbaus an meist dezentral einspeisenden EE ist eine verstärkte Koordination von Angebot und Nachfrage auf regionaler Ebene notwendig. Die dezentral und fluktuierend einspeisenden Erneuerbaren verursachen maßgeblich diesen erhöhten Koordinationsbedarf – zugleich stellen sie aber auch ein wesentliches Hindernis für einfache Lösungen dar. Denn durch die

¹⁶ Eine ausführliche Diskussion des partiellen Gleichgewichtsmodells und der erzielten Ergebnisse findet sich in Weber, Schober, Woll (2012): Renewable support, CO₂ abatement and electricity prices – The role of price discrimination.

¹⁷ Eine ausführliche Diskussion der Signifikanz dieser Effekte sowie die ausführliche analytische Darstellung der Modelle finden sich in Schober, Woll, Weber (2013): Renewable energy integration – Feed-in tariffs vs- premia schemes.

schwankende Einspeisung ändert sich auch die Engpasssituation im Netz fortlaufend und Koordinationsmechanismen müssen nicht nur allgemein anwendbar sein, sondern auch flexibel auf die wechselnden Knappheitssituationen reagieren können. Dementsprechend sind regionale Marktplätze nur geeignet, wenn sie auch die lokale Netzsituation angemessen reflektieren. Wesentlich ist zudem, dass die regionalen Preise an die Preise des darüber liegenden Marktes gekoppelt sind. Insbesondere ist sicherzustellen, dass die regionalen Preise den Preisen im übergeordneten Markt entsprechen, solange keine Netzengpässe auftreten.

Alternativ zu solchen regionalen Marktplätzen erscheinen auch Koordinationsmechanismen, bei denen das Netz eine stärker koordinierende Rolle übernimmt, eine mögliche Lösung. Neben sogenannten Smart Contracts kann insbesondere ein flexibler, selektiver Engpass-Bepreisungsalgorithmus wie die vorgestellten engpassabhängigen Netzentgelte (vgl. Kapitel 3.2.3), entsprechende Anreize zur dezentralen Koordination im Verteilnetz schaffen. Die Eingriffstiefe ist bei gleichzeitiger ökonomischer Effizienz begrenzt. Wie die konkrete Operationalisierung dieses Konzeptes erfolgen kann, so dass tatsächlich mit angemessenem Aufwand ausreichend Koordinationsanreize im Verteilnetz gesetzt werden, muss jedoch im Rahmen weitergehender Untersuchungen vertieft betrachtet werden.

Maßgeblich für die Effizienz sämtlicher Anreizmechanismen, auch für regionale Märkte, ist allerdings auch die Behandlung der meist dezentralen Erneuerbareneinspeisung. Die Beibehaltung des absoluten Einspeisevorrangs führt zu einer Entwicklung „vorbei am Markt“ und eliminiert viel Koordinationspotenzial. Ein relativer Einspeisevorrang ist hingegen aufgrund der sehr niedrigen variablen Kosten jedoch auch bei einer marktorientierten Einspeisung gegeben. Dies wird sicherlich ein wichtiger Aspekt bei der anstehenden Reform der Erneuerbarenförderung sein.¹⁸

4 Handlungsempfehlungen

Alle Handlungsempfehlungen, die in diesem Kapitel vorgestellt werden, ergeben sich aus den in Kapitel 2 abgeleiteten Thesen. Alle Details und zentralen Ergebnisse und Argumentationen finden sich in den jeweiligen Arbeitspapieren sowie z. T. auch in den Ausführungen in Kapitel 3.

¹⁸ Siehe hierzu auch Trepper, Weber, Kallen (2013): Dezentrale Koordination im Strommarkt der Zukunft

Handlungsempfehlung 1: Strompreise und effizientes Engpassmanagement – Schaffung adäquater Produktions- (kurzfristig) und örtlicher Investitionsanreize (langfristig).

Die zunehmende, meist dezentrale Einspeisung aus fluktuierenden EE macht eine verstärkte Koordination von regionalem Angebot und Nachfrage nach Elektrizität dringend notwendig. Geeignete Koordinationsmechanismen müssen jedoch ebenfalls die Netzseite berücksichtigen, um flexibel auf sich ständig ändernde Engpasssituationen in Übertragungs- und Verteilnetzen reagieren zu können.

Regionale Marktplätze zur Koordination auf der regionalen Ebene der Verteilnetze sind jedoch nur geeignet, wenn sie auch die lokale Netzsituation angemessen berücksichtigen und die regionalen Preise an den übergeordneten Markt gekoppelt sind. Eine stärkere koordinierende Rolle übernimmt das Netz bei den Smart Contracts aber insbesondere auch beim in Kapitel 3.2.3 vorgestellten Ansatz der engpassabhängigen Netzentgelte. Die Eingriffstiefe ist bei gleichzeitiger ökonomischer Effizienz begrenzt. Koordinierende Anreize werden in ausreichendem Maße gesetzt und gleichzeitig ein verbessertes Engpassmanagement realisiert. Durch die effizientere Nutzung des bestehenden Netzes kann infolgedessen ein Teil der Kosten für den Netzausbau eingespart werden. Die konkrete Operationalisierung des Ansatzes sollte jedoch mit Blick auf einen angemessenen Zeitumfang und Aufwand zur Ermittlung engpassabhängiger Netzentgelte in weiterer Forschung untersucht werden.

Auf Übertragungsebene stellen sich nodale Preise aus theoretischer Sicht als effizientester Mechanismus dar. Die Implementierung eines nodalen Marktdesigns verlangt jedoch tiefgreifende Veränderungen des bisherigen europäischen Systems, u. a. die Implementierung eines unabhängigen Systemoperators (ISO). Zudem erscheint vor dem Hintergrund eines sehr stark vermaschten ENTSO-E Stromnetzes die Implementierung nodaler Preise nur im europäischen Kontext sinnvoll. Jedoch kann bereits eine angemessene Abgrenzung regionaler Marktgebiete in Form von Marktzone (durch Market Splitting) einen erheblichen Beitrag zur Koordination vor allem des kurzfristigen Anlagenbetriebs und zur Systemstabilität leisten. Solche regionalen Marktgebiete sollten jedoch in regelmäßigen Abständen auf ihre Gültigkeit (in Bezug auf bestehende oder drohende Netzengpässe) überprüft werden. Die bei der Implementierung eines zonalen Strommarktdesigns in Deutschland gesammelten Erfahrungen könnten anschließend bei der Umsetzung eines europaweiten, nodalen Marktdesigns von Nutzen sein.

Künftige Koordinationsmechanismen sollten in jedem Fall nicht nur allgemein anwendbar sein, sondern die Engpasssituation im Netz fortlaufend berücksichtigen.

Handlungsempfehlung 2: Kombierter Markt für Redispatch- und Regelleistung

Die fluktuierende Einspeisung aus Erneuerbaren Energien verursacht in Deutschland zunehmend Engpässe in Übertragungs- und Verteilnetzen, die durch Redispatch behoben werden müssen und so Kosten verursachen. Zusätzlich müssen jedoch aus Gründen der Versorgungssicherheit Kraftwerke für Regelleistungsbedarf vorgehalten werden, die aufgrund dessen nicht am Day-ahead-Markt teilnehmen können. Die separate Betrachtung des Bedarfs nach Redispatch sowie Regelleistung erhöht die Gesamtkosten, da Synergien nicht genutzt werden können. Ein kombinierter Strommarkt zur Deckung des regional unterschiedlichen Bedarfs an Redispatch- und Regelleistung würde diese Kosten voraussichtlich reduzieren und damit die Gesamtwohlfahrt erhöhen. In weiterer Forschung sollte ein geeignetes Marktdesign für einen kombinierten Redispatch- und Regelleistungsmarkt für Deutschland untersucht werden.

Handlungsempfehlung 3: Überprüfung der Einführung konkreter Spread-Produkte an Stromhandelsmärkten

Wie in These 5 formuliert (vgl. Kapitel 2), ist das konventionelle Strommarktdesign in Deutschland und Europa für kleine Speicher sowie DSM-Maßnahmen problematisch. 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 würde diese Wette entfallen. Die erwartete Profitabilität würde sich dadurch deutlich erhöhen. Es sollte vor allem untersucht werden, wie solche neuen Spread-Produkte zukünftig konkret ausgestaltet werden können.

Handlungsempfehlung 4: Implementierung verbesserter Maßnahmen zur regionalen Engpassbewirtschaftung

In Deutschland erfolgt die Marktpreisbildung derzeit ohne Berücksichtigung von Netzrestriktionen. Drohende Engpässe werden durch Redispatch-Maßnahmen¹⁹ oder im Notfall durch die Abregelung von EE-Anlagen behoben. Im Verteilnetz ist eine aktive Steuerung wie im Übertragungsnetz jedoch i. d. R. nicht möglich. Die „Netzperspektive“

¹⁹ Eingriff eines ÜNB in die Fahrweise von Erzeugungs- und Speichereinrichtungen zur Sicherstellung der Systemsicherheit im Falle eines drohenden Netzengpasses

ist in Zeiten zunehmender Netzengpässe und dem damit verbundenen steigenden Redispatchbedarf jedoch wichtiger denn je.

In den Projekten der E-Energy-Förderinitiative des BMWi standen regionale Marktplätze im Mittelpunkt. Der Fokus lag allerdings vor allem auf der Entwicklung und Demonstration der technischen Infrastruktur, insbesondere geeigneten Informations- und Kommunikationstechnologien für solche regionale Koordinationsmechanismen. Die Ökonomie der regionalen Marktplätze bzw. der regionalen Koordination allgemein wurde weitgehend ausgespart.

Aus ökonomischer Sicht (vgl. These 9, Kapitel 2) ist jedoch nicht so sehr das lokale Ausregeln von Angebot und Nachfrage relevant, sondern vielmehr die mittelbare Wirkung dessen auf die Engpasssituation im Netz. Werden regionale Märkte bspw. vor allem danach gebildet, dass (dezentrale) Erzeugung und Nachfrage in diesem Markt „gut zusammenpassen“, oder in anderen Worten, sich die Schwankungen zwischen der regionalen Erzeugung und der regionalen Nachfrage möglichst gut ausgleichen, so ist der mögliche Beitrag dieser regionalen Märkte bspw. zur effizienten Bewirtschaftung von Engpässen und damit auch zur Integration der EE begrenzt. Regionale bzw. dezentrale Märkte sollten sich vielmehr nach im Netz bestehenden (strukturellen) Engpässen orientieren. Im Falle eines nicht engpassbehafteten Netzes müssen bei einem ökonomisch effizienten Marktdesign die in den regionalen bzw. dezentralen Märkten sich ergebenden Marktpreise identisch sein (bzw. dem Systempreis entsprechen).

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. Neben Nodal Pricing und sogenannten Smart Contracts, könnten vor allem variable Netztarife mit einer engpassabhängigen Netzentgeltkomponente (vgl. Kapitel 3.2.3) für ein regionales Engpassmanagement geeignet sein.

Handlungsempfehlung 5: Langfristig die Nachfrageflexibilität von Haushaltskunden und anderen Kunden einbeziehen

Die Bereitstellung von Nachfrageflexibilität durch Haushaltskunden in Form von DSM stellt sich bei den aktuellen Marktpreisen als wirtschaftlich nicht attraktiv dar (vgl. These 10, Kapitel 2). Der Wert der Nachfrageflexibilisierung ist hier aus gesamtwirtschaftlicher Sicht als Summe der hierdurch erzielbaren Kosteneinsparungen bei Zugrundelegung der Großhandelsmarktpreise ermittelt worden. 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). Daraus sollten allerdings keine voreiligen Schlussfolgerungen gezogen werden. Zum einen sind hier keine Haushalte betrachtet worden, die eine Wärmepumpe oder ein Elektroauto (oder einen anderen elektrischen Großverbraucher) nutzen. Zum anderen ist zu erwarten, dass die Preisspreizungen auf dem Großhandelsmarkt mit der zunehmenden Verbreitung der erneuerbaren Energien und einem Rückgang der derzeitigen Überkapazitäten auf dem konventionellen Erzeugungsmarkt zunehmen. Zudem können geringere Anlagenkosten auf lange Sicht die wirtschaftliche Vorteilhaftigkeit von Maßnahmen der Nachfrageflexibilisierung erhöhen. Regionale Marktplätze können hier neben flankierenden Maßnahmen durch die Politik (einschließlich Vorgaben zur Einführung sogenannter Smart Meter zumindest für Verbraucher mit höherem Verbrauch) eine wichtige Rolle spielen, um die Kunden für diese Optionen zu gewinnen.

5 Publikationen

Arbeitsbereich A: (Regionale) Strommärkte aus der Perspektive der Nachhaltigkeitsökonomik

A1: Effiziente Technologieförderung, intergenerationale Verteilungseffekte und ihre Berücksichtigung im Marktdesign

Veröffentlichte Papiere und Arbeitspapiere:

- “Optimal environmental policy design in the presence of uncertainty and technology spillovers”
Working Paper
Patrick Himmes und Prof. Dr. Weber

Vorträge:

- Environmental Protection and Sustainability Forum, Exeter, 13.04-15.04.2011
Vortrag Patrick Himmes
“Optimal environmental policy design in the presence of uncertainty and technology spillovers”
- Jahrestagung des Ausschusses für Umwelt- und Ressourcenökonomie, Verein für Sozialpolitik, Linz, 06.05.-07.05.2011
Vortrag Prof. Dr. Weber
“Optimal environmental policy design in the presence of uncertainty and technology spillovers”
- 29th USAEE/IAEE North American Conference, Calgary, 14.10-16.10.2011
Vortrag Prof. Dr. Weber

“Is there a rationale for government support to low carbon technologies beyond a general tax or cap-and-trade-regime?”

A2: Effizienz und Robustheit bei der Ausgestaltung von regionalen Strommärkten und Fördermaßnahmen

Veröffentlichte Papiere und Arbeitspapiere:

- „Dynamic electric markets – The Peak Load Pricing model as a control theoretic problem“
Konferenzbeitrag bei der 10th International Conference on the European Energy Market, Stockholm, 28.05-30.05.2013
Jessica Raasch und Prof. Dr. Weber

Vorträge und Konferenzbeiträge:

- International annual conference of the German operations research society (OR 2012), Hannover, 04.09-07.09.2012
Vortrag Jessica Raasch
“Kraftwerksinvestitionen als regeltheoretisches Problem“
- 12th IAEE European Conference, Venice, Italy, 09.09-12.09-2012
Vortrag Prof. Dr. Weber
“Investments in power plants from a robustness point-of-view“
- 10th International Conference on the European Energy Market, Stockholm, 28.05-30.05.2013
Vortrag
Jessica Raasch und Prof. Dr. Weber
“Dynamic electric markets – The Peak Load Pricing model as a control theoretic problem“

A3: Koordination und Anreizwirkungen an der Schnittstelle zwischen regionalen Strommärkten und Netzinfrastruktur

Veröffentlichte Papiere und Arbeitspapiere:

- „Vergleich von Redispatch-Vergütungsmodellen und Entwicklung eines nachträglich zonalen Modells für ein effizienteres Engpassmanagement in Deutschland“,
Working Paper
Katrin Trepper, Caroline Deilen und Christoph Weber

- „Die Idee regionaler Märkte und die Anreizsetzung durch Netztarife im Verteilnetz“
Working Paper
Katrin Trepper, Christoph Weber, Daniel Kallen

Vorträge:

- Abschlussworkshop des Forschungsprojekts Marktdesign für nachhaltige regionale elektrische Energiemärkte, Essen, 07.05.2013 (siehe auch B2)
Vortrag Katrin Trepper (geb. Schmitz)
“Ausgestaltung von Strommärkten im Hinblick auf ein geeignetes Engpassmanagement“

A4: Intragenerationale Verteilungseffekte und die Ausgestaltung von regionalen Strommärkten

Veröffentlichte Papiere und Arbeitspapiere:

- „Verteilungseffekte des EEG in Deutschland – Eine Analyse von Einflussfaktoren für den Besitz von Solaranlagen“
Abschlussarbeit und darauf aufbauendes Working Paper
Katrin Trepper, Christoph Weber, Albertino Theuer

Arbeitsbereich B: Ausgestaltung von regionalen Strommärkten

B1: Varianten der Ausgestaltung

Veröffentlichte Papiere und Arbeitspapiere:

- „Marktdesign für nachhaltige regionale elektrische Energiemärkte“
Geplante Einreichung des Papers bei der Zeitschrift für Energiewirtschaft
Patrick Himmes und Prof. Dr. Weber

Vorträge:

- Abschlussworkshop des Forschungsprojekts Marktdesign für nachhaltige regionale elektrische Energiemärkte, Essen, 07.05.2013
Vortrag Michael Bucksteeg
“Ausgestaltung von Produkten und Handelsplattformen für dezentrale Akteure“
- Abschlussworkshop des Forschungsprojekts Marktdesign für nachhaltige regionale elektrische Energiemärkte, Essen, 07.05.2013
Vortrag Patrick Himmes

“ Nutzen und Kosten der Marktteilnahme von Endkunden am Beispiel von Lastverlagerung und Mikro-KWK“

- Abschlussworkshop des Forschungsprojekts Marktdesign für nachhaltige regionale elektrische Energiemärkte, Essen, 07.05.2013
Vortrag Prof. Dr. Christoph Weber
“Regionale Marktplätze aus ökonomischer Sicht“

B2: Kopplung der regionalen Strommärkte mit den nationalen bzw. internationalen Märkten

Veröffentlichte Papiere und Arbeitspapiere:

- “Does one design fit all? On the transferability of the PJM market design to the German electricity market”
Einreichung bei Energy Policy (Review noch ausstehend)
Katrin Trepper (geb. Schmitz) und Christoph Weber
- “An integrated approach to model redispatch and to assess potential benefits from Market Splitting in Germany”
Working Paper
Katrin Trepper, Michael Bucksteeg, Christoph Weber

Vorträge:

- 34th IAEE International Conference, Stockholm, 19.06-23.06.2011
Vortrag Katrin Trepper (geb. Schmitz)
“Analysis of the transferability of PJM’s market design to the German electricity market“
- 13. EWorld, Essen, 05.-07.02.2013
Vortrag Katrin Trepper (geb. Schmitz)
“Market Splitting als Option für Deutschland“
- 8. Internationale Energiewirtschaftstagung, Wien, 13.-15.02.2013
Vortrag Katrin Trepper (geb. Schmitz)
“Untersuchung der Auswirkungen von Market Splitting in Deutschland – Zeithorizont 2015“
- 8. Enerday, Dresden, 24.04.2013
Vortrag Katrin Trepper (geb. Schmitz)
“An integrated approach to model redispatch and to assess potential benefits from Market Splitting in Germany “
- Abschlussworkshop des Forschungsprojekts Marktdesign für nachhaltige regionale elektrische Energiemärkte, Essen, 07.05.2013 (siehe auch A3)
Vortrag Katrin Trepper (geb. Schmitz)

“Ausgestaltung von Strommärkten im Hinblick auf ein geeignetes Engpassmanagement“

B3: Kurzfristige Preisbildung und Effizienz der Marktvarianten

Veröffentlichte Papiere und Arbeitspapiere:

- „Market design and optimal bidding for storage plants under uncertainty“
Working Paper
Christoph Weber und Patrick Himmes

B4: Anreize für strategisches Verhalten

Veröffentlichte Papiere und Arbeitspapiere:

- „Anreize für strategisches Verhalten“
Working Paper
Caroline Deilen, Katrin Trepper, Christoph Weber,

B5: Langfristige, dynamische Entwicklung

Veröffentlichte Papiere und Arbeitspapiere:

- „Renewable support, CO₂ abatement and electricity prices - the role of price discrimination“
Working Paper
Christoph Weber, Dominik Schober und Oliver Woll
- „Renewable energy integration – Feed-in tariffs vs. premia schemes“
Working Paper
Domink Schober, Oliver Woll und Christoph Weber

Vorträge:

- Mannheim Energy Conference 2012 (ZEW – MEC 2012), Mannheim, 25.-26. Juni 2012
Vortrag Dominik Schober
“Efficient Use of Renewable Energies Integration Instruments under Peak-Load Pricing“
- 35th IAEE International Conference 2012, Perth (Australia), 24.-27. Juni 2012
Vortrag Christoph Weber

“Renewable support, CO2 abatement and electricity prices - the role of price discrimination “

- Vortrag Dominik Schober und Oliver Woll
“Renewable support, CO2 abatement and electricity prices - the role of price discrimination“ im Rahmen folgender Veranstaltungen:
 - 13. E-World 2013, Essen, 13.-15. Februar 2013
 - 8. Internationale Energiewirtschaftstagung, Wien, 13.-15. Februar 2013
 - Nachwuchsworkshop Umwelt- und Ressourcenökonomie (AURÖ), Frankfurt am Main, 18.-19. Februar 2013
- Nachwuchsworkshop Umwelt- und Ressourcenökonomie (AURÖ), Frankfurt am Main, 18.-19. Februar 2013
Vortrag Oliver Woll
“Efficient Use of Renewable Energies Integration Instruments under Peak-Load Pricing“

Arbeitsbereich C: Zusammenfassende Bewertung der Möglichkeiten regionaler Strommärkte und Identifikation umweltpolitischer Implikationen

Veröffentlichte Papiere und Arbeitspapiere:

- „Dezentrale Koordination im Strommarkt der Zukunft“
Beitrag im UmweltWirtschaftsForum (21. JG, Nr. 3, 2013)
Katrin Trepper, Christoph Weber, Daniel Kallen

Vorträge:

- Abschlussworkshop des Forschungsprojekts Marktdesign für nachhaltige regionale elektrische Energiemärkte, Essen, 07.05.2013
Verschiedene Beiträge von Vortragenden aus Wissenschaft und Praxis zu den Themenbereichen:
“Regionale Marktplätze – praktische Erfahrungen und ökonomische Perspektiven“
„Engpassmanagement und regionale Energiemärkte“
„Marktausgestaltung und Beteiligung dezentraler Akteure“
„Smart Energy und Smart Home – Benefits und Perspektiven“
 - Programm und Vorträge zu finden unter:
<https://www.ewl.wiwi.uni-due.de/forschung/tagungen-konferenzen/>

6 Literaturverzeichnis

- Allaz, B.; Vila, J.-L. (1993): Cournot Competition, Forward Markets and Efficiency, *Journal of Economic Theory*, Jg. 59, Nr. 1, S. 1–16
- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2013): Energie-Info. Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken (2013)
- BMWi (2013): E-Energy: IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft; verfügbar unter: <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Digitale-Welt/Internet-der-Energie/e-energy.html>
- Brandstätt, C.; Brunekreeft, G.; Friedrichsen, N. (2011): Locational signals to reduce network investments in smart distribution grids: What works and what not?, *Utilities Policy*, 19, 244–254.
- Brunekreeft, G.; Neuhoff, K.; Newbery, D. (2005): Electricity transmission: an overview of the current debate, *Utilities Policy* 13, 73-93
- Burdett K, Judd K L (1983): Equilibrium Price Dispersion, *Econometrica*, Jg. 51, Nr. 4, S. 955–969
- Deilen, C.; Trepper, K.; Weber, C. (2013): Anreize für strategisches Verhalten, EWL Working Paper 2013
- DIW Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (2011): Sozio-ökonomisches Panel (SOEP). Datensatz, verfügbar unter: http://www.diw.de/de/diw_02.c.222517.de/daten.html
- Fisher, C.; Newell, R. (2008): Environmental and Technology Policies for Climate Change Mitigation, *Journal of Environmental Economics and Management*, Jg. 55, Nr. 2, S. 142–162
- Green, R.; Newbery, D. (1992): Competition in the British Electricity Spot Market, *Journal of Political Economy*, Vol. 100, No. 5, pp. 929-953
- Himmes, P.; Weber, C. (2012): Marktdesign für nachhaltige regionale elektrische Energiemärkte, EWL Working Paper 2012
- Himmes, P.; Weber, C. (2013): Optimal environmental policy design in the presence of uncertainty and technology spillovers, EWL Working-Paper 2012
- IEA (2010): World Energy Outlook 2010, OECD/IEA, Paris 2010
- IPCC (2007): Klimaänderung 2007: Wissenschaftliche Grundlagen, verfügbar unter: <http://www.ipcc.ch/pdf/reports-nonUN-translations/deutch/IPCC2007-WG1.pdf>
- Kallen, D.; Trepper, K.; Weber, C. (2013): Die Idee regionaler Märkte und die Anreizsetzung durch Netztarife im Verteilnetz, EWL Working-Paper 2013
- KNI: Klaus Novy Institut (2011): Marktakteure Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Stromerzeugung, August 2011 , abrufbar unter: http://www.kni.de/media/pdf/Marktakteure_Erneuerbare_Energie_Anlagen_in_der_Stromerzeugung_2011.pdf.pdf

- Klemperer, P.; Meyer, M. (1989): Supply Function Equilibria in Oligopoly under Uncertainty, *Econometrica*, Jg. 57, Nr. 6, S. 1243-1277
- Mankiw, N Gregory (2011): *Principles of Economics*, 6. Auflage, South Western Educ Pub, ISBN 978-0538453059
- Raasch, J.; Weber, C. (2012): Dynamic electric markets – The Peak Load Pricing model as a control theoretic problem, Konferenzbeitrag im Rahmen der 10th International Conference on the European Energy Market, Stockholm, 28.05-30.05.2013
- Schober, D.; Woll, O.; Weber, C. (2012): Renewable energy integration – Feed-in tariffs vs. permian schemes, EWL Working Paper 2012
- Sheffrin, A. (2002): Predicting Market Power Using the Residual Supply Index, Präsentation im Rahmen des FERC Market Monitoring Workshops, 03.-04.12.2002
- Trepper, K.; Weber, C. (2013): Does One Design Fit All? On the Transferability of the PJM Market Design to the German Electricity Market; EWL Working Paper 02/2013
- Trepper, K.; Weber, C.; Deilen, C. (2013): Vergleich verschiedener Redispatch-Vergütungsmodelle und Entwicklung eines ex-post zonalen Vergütungsmodells für ein effizienteres Engpassmanagement in Deutschland, EWL Working Paper 2013
- Trepper, K.; Weber, C.; Kallen, D. (2013): Dezentrale Koordination im Strommarkt der Zukunft, *UmweltWirtschaftsForum* (zur Veröffentlichung angenommen); 21. Jg, Ausgabe 3
- Vogel, P. (2009): Efficient Investment Signals for Distributed Generation, *Energy Policy*, Jg. 37 (2009) Nr. 9, S. 3665-3672
- Weber, C.; Himmes, P. (2013): Market design and optimal bidding for storage plants under uncertainty, EWL Working Paper 2013
- Weber C.; Vogel, P. (2007): Marktmacht in der Elektrizitätswirtschaft: welche Indizien sind aussagekräftig, welche Konsequenzen adäquat?, *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, Jg. 57, Nr. 4, S. 20-24
- Weber, C.; Schober, D.; Woll, O. (2012): Renewable support, CO₂ abatement and electricity prices – The role of price discrimination, EWL Working Paper 2012
- Willems, B.; Rumiantseva, I.; Weigt, H. (2009): Cournot versus Supply Functions: What does the data tell us, *Energy Economics*, Jg. 31, Nr.1, S. 38-47