

Müller, Christine; Schweinsberg, Andrea

**Working Paper**

## Vom Smart Grid zum Smart Market: Chancen einer plattformbasierten Interaktion

WIK Diskussionsbeitrag, No. 364

**Provided in Cooperation with:**

WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH, Bad Honnef

*Suggested Citation:* Müller, Christine; Schweinsberg, Andrea (2012) : Vom Smart Grid zum Smart Market: Chancen einer plattformbasierten Interaktion, WIK Diskussionsbeitrag, No. 364, WIK Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und Kommunikationsdienste, Bad Honnef

This Version is available at:

<https://hdl.handle.net/10419/226977>

**Standard-Nutzungsbedingungen:**

Die Dokumente auf EconStor dürfen zu eigenen wissenschaftlichen Zwecken und zum Privatgebrauch gespeichert und kopiert werden.

Sie dürfen die Dokumente nicht für öffentliche oder kommerzielle Zwecke vervielfältigen, öffentlich ausstellen, öffentlich zugänglich machen, vertreiben oder anderweitig nutzen.

Sofern die Verfasser die Dokumente unter Open-Content-Lizenzen (insbesondere CC-Lizenzen) zur Verfügung gestellt haben sollten, gelten abweichend von diesen Nutzungsbedingungen die in der dort genannten Lizenz gewährten Nutzungsrechte.

**Terms of use:**

*Documents in EconStor may be saved and copied for your personal and scholarly purposes.*

*You are not to copy documents for public or commercial purposes, to exhibit the documents publicly, to make them publicly available on the internet, or to distribute or otherwise use the documents in public.*

*If the documents have been made available under an Open Content Licence (especially Creative Commons Licences), you may exercise further usage rights as specified in the indicated licence.*

# Vom Smart Grid zum Smart Market – Chancen einer plattformbasierten Interaktion

Autoren:  
Christine Müller  
Andrea Schweinsberg

Bad Honnef, Januar 2012

## Impressum

WIK Wissenschaftliches Institut für  
Infrastruktur und Kommunikationsdienste GmbH  
Rhöndorfer Str. 68  
53604 Bad Honnef  
Deutschland  
Tel.: +49 2224 9225-0  
Fax: +49 2224 9225-63  
E-Mail: info@wik.org  
www.wik.org

### Vertretungs- und zeichnungsberechtigte Personen

Geschäftsführerin und Direktorin	Dr. Cara Schwarz-Schilling
Direktor Abteilungsleiter Post und Logistik	Alex Kalevi Dieke
Direktor Abteilungsleiter Netze und Kosten	Dr. Thomas Plückebaum
Direktor Abteilungsleiter Regulierung und Wettbewerb	Dr. Bernd Sörries
Leiter der Verwaltung	Karl-Hubert Strüver
Vorsitzende des Aufsichtsrates	Dr. Daniela Brönstrup
Handelsregister	Amtsgericht Siegburg, HRB 7225
Steuer-Nr.	222/5751/0722
Umsatzsteueridentifikations-Nr.	DE 123 383 795

In den vom WIK herausgegebenen Diskussionsbeiträgen erscheinen in loser Folge Aufsätze und Vorträge von Mitarbeitern des Instituts sowie ausgewählte Zwischen- und Abschlussberichte von durchgeführten Forschungsprojekten. Mit der Herausgabe dieser Reihe bezweckt das WIK, über seine Tätigkeit zu informieren, Diskussionsanstöße zu geben, aber auch Anregungen von außen zu empfangen. Kritik und Kommentare sind deshalb jederzeit willkommen. Die in den verschiedenen Beiträgen zum Ausdruck kommenden Ansichten geben ausschließlich die Meinung der jeweiligen Autoren wieder. WIK behält sich alle Rechte vor. Ohne ausdrückliche schriftliche Genehmigung des WIK ist es auch nicht gestattet, das Werk oder Teile daraus in irgendeiner Form (Fotokopie, Mikrofilm oder einem anderen Verfahren) zu vervielfältigen oder unter Verwendung elektronischer Systeme zu verarbeiten oder zu verbreiten.

ISSN 1865-8997

## Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b>	<b>II</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b>	<b>II</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b>	<b>III</b>
<b>Zusammenfassung</b>	<b>V</b>
<b>Summary</b>	<b>VI</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2 Ziele für ein zukünftiges Energiesystem mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien</b>	<b>3</b>
<b>3 Chancen/Herausforderungen der Wertschöpfungsstufen</b>	<b>5</b>
<b>4 Plattformbasierte Vernetzung der Wertschöpfungsstufen</b>	<b>12</b>
4.1 Begrifflichkeiten	12
4.2 Theoretische Vorüberlegungen	15
4.3 Ansätze zur praktischen Ausgestaltung	18
4.3.1 Fragenkatalog	19
4.3.2 Praxisbeispiel: erste Ansätze aus den E-Energy-Modellregionen	21
4.4 Zwischenfazit	35
<b>5 Mehrwert einer plattformbasierten Interaktion</b>	<b>37</b>
<b>6 Fazit und Ausblick</b>	<b>41</b>
<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>43</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abbildung 2-1:	Ziele für ein zukünftiges Energiesystem mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien	3
Abbildung 3-1:	Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern in TWh (%)	5
Abbildung 4-1:	Konzept der Zweiseitigen Märkte	17
Abbildung 4-2:	Grafische Darstellung des Marktplatzes der Modellregion eTelligence	23
Abbildung 4-3:	Grafische Darstellung des Marktplatzes der Modellregion MeRegio	27
Abbildung 4-4:	Grafische Darstellung des Marktplatzes der Modellregion MoMa	33

## Tabellenverzeichnis

Tabelle 4-1:	Beispiele für Zweiseitige Märkte	18
Tabelle 5-1:	Key Performance Indikatoren als Gerüst für die Mehrwertbetrachtung	37

## Abkürzungsverzeichnis

BEMI	Bidirektionales Energiemanagement Interface
BHKW	Blockheizkraftwerk
CAPEX	CApital EXpenditures
CO <sub>2</sub>	Kohlendioxid
DSM	Demand Side Manager
EEG	Erneuerbare Energien Gesetz
EEX	European Energy Exchange
EN	Europäische Norm
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EU	Europäische Union
GM	Geschäftsmodell
GPS	Global Positioning System
HT	Hochtarif
ICT	Information and Communication Technologies
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologien
kVA	Kilovoltampere
KPI	Key Performance Indikator
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
NEP	Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität
NT	Niedertarif
OPEX	OPerational EXpenditures
PMU	Phasor Measurement Units
PV	Photovoltaik
RES	Renewable Energy Sources
RLM	Registrierende Leistungsmessung
SLP	Standardlastprofile
TWh	Terrawattstunde



## Zusammenfassung

Die steigende Nachfrage nach Energie, gleichzeitig immer knapper werdende fossile Ressourcen und der fortschreitende Klimawandel führen dazu, dass auf europäischer und nationaler Ebene politische Zielsetzungen zur Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes sowie zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien festgelegt werden. Das gegenwärtige Energiesystem steht dadurch vor einem weitreichenden Transformationsprozess. Durch eine IKT-basierte Verknüpfung der einzelnen Wertschöpfungsstufen besteht die Möglichkeit, dass neue Akteure in das System eintreten und innovative Geschäftsmodelle entstehen. Dadurch können sich neue, plattformbasierte Interaktionsmöglichkeiten zwischen den einzelnen Akteuren der Wertschöpfungskette ergeben. Ziel dieses Diskussionsbeitrages ist es, diese Interaktionsmöglichkeiten aus theoretischer und praktischer Sicht näher zu beleuchten.

Die Theorie der zweiseitigen Märkte bietet einen geeigneten Rahmen, um plattformbasierte Interaktionen zu beschreiben, ihr Muster zu verstehen und entstehende Netzwerkeffekte zu analysieren. Am Beispiel von vier E-Energy-Modellregionen wird untersucht, welche Ansätze zur praktischen Ausgestaltung bereits vorliegen. In allen betrachteten Modellregionen werden auf regionalen Spezifika aufbauende „E-Energy Marktplätze“ entwickelt, die plattformbasierte Interaktionen simulieren.

Aus der Analyse geht hervor, dass die Ansätze von einer hohen Diversität geprägt sind. Fokussiert man sich auf die Schnittstelle zwischen regulierter und marktlicher Ebene, so wird deutlich, dass in den einzelnen Modellregionen sehr unterschiedliche Verständnisse vorherrschen. Im Wesentlichen kann zwischen netzbetreiberdominierten (Modellregion Mannheim, moma) und marktdominierten (Modellregionen eTelligence, MeRegio, RegModHarz) Ansätzen unterschieden werden.

Der Blick ins Feld zeigt mithin, dass eine wesentliche Herausforderung darin bestehen wird, die Schnittstelle zwischen marktlichen und regulierten Wertschöpfungsstufen in diesem Transformationsprozess neu zu definieren, Rollen und Verantwortlichkeiten festzulegen und diese in konsistente Anreizsysteme einzubetten, damit sich tragende Geschäftsmodelle möglich werden. Dies erfordert auch eine kritische Kompatibilitätsprüfung mit dem gegenwärtigen Regulierungsregime.

Der potenzielle Mehrwert einer plattformbasierten Interaktion wird perspektivisch in einer effizienteren Ressourcenallokation und damit einer Optimierung der Zieltrias (Umweltverträglichkeit, Wirtschaftlichkeit und Versorgungssicherheit) gesehen. Zum jetzigen Zeitpunkt lassen jedoch noch keine konkreten, quantifizierbaren Aussagen zum Mehrwert ableiten.



## Summary

Increasing energy demand, dwindling fossil energy resources and climate change have led to political objectives to reduce CO<sub>2</sub> emissions and to increase the share of renewable energy sources (RES). This will considerably affect the energy system and substantially change its structure. An ICT-based connection of the different levels of the value chain offers the opportunity to new players to enter the system and the emergence of new business models. This may lead to new, platform-based interaction opportunities linking the different players in the value chain. Hence, the objective of this discussion paper is to analyse these interaction arrangements both from a theoretical and a practical perspective.

The theory of two-sided markets is a suitable theoretical framework to describe platform-based interactions, understand their patterns and analyse network effects. Taking the example of four E-Energy model regions, the current practical approaches are analysed. All model regions feature a particular E-Energy market place simulating platform-based interactions based on regional distinctions.

The analysis yields approaches that are very heterogeneous. This is proven by the diverse understanding regarding the definition of the interface between regulated and competitive activities. Basically, a distinction can be made between approaches dominated by the network operator (model region Mannheim, moma) and approaches dominated by the market (model regions eTelligence, MeRegio, and RegModHarz).

Taking a wide look at the present situation demonstrates that the essential challenge consists in redefining the interface between competitive and regulated parts of the value chain in a transforming energy system. Moreover, this includes the definition of roles and responsibilities and incorporating them in consistent incentive schemes in order to facilitate promising business models. This requires a critical compatibility check with the regulatory regime.

The potential benefit of platform based interactions is to perspectively yield a more efficient resource allocation and therefore an optimisation of the energy-political target triangle (sustainability, efficiency and security of supply). However, at the moment no quantifiable appraisal regarding the benefit of platform based interactions is possible.

## 1 Einleitung

Globale und nationale klimapolitische Zielsetzungen führen zu einer Systemtransformation in Richtung eines Energiesystems mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien. Dies hat weitreichende Implikationen. Insbesondere die stochastische Einspeisung durch fluktuierende erneuerbare Energien sowohl lastfern (Offshore-Wind) als auch dezentral (Onshore-Wind, Photovoltaik) bergen neue Herausforderungen. Um daraus resultierende bidirektionale und volatile Energieflüsse insbesondere im Verteilnetz auf effiziente Weise zu ermöglichen, können intelligente Steuermechanismen basierend auf Informations- und Kommunikationstechnologie (IKT) eingesetzt werden. Diese ist in der Lage, Informationen über einen erzeugungsgetriebenen, bidirektionalen Energiefluss zu erfassen und durch eine kommunikative Vernetzung aller Wertschöpfungsstufen effizienter im Netz zu allokalieren. Sie werden somit zentrale Begleiter für ein zukünftiges, CO<sub>2</sub>-armes Energiesystem.

Durch eine IKT-basierte Verknüpfung der einzelnen Wertschöpfungsstufen besteht die Möglichkeit, dass neue Akteure in das System eintreten und innovative Geschäftsmodelle entstehen. Überdies können sich neue, plattformbasierte Interaktionsmöglichkeiten zwischen den einzelnen Akteuren der Wertschöpfungskette ergeben.

Ziel dieses Diskussionsbeitrages ist es, diese Interaktionsmöglichkeiten aus theoretischer und praktischer Sicht näher zu beleuchten. Außerdem erfolgt eine Auseinandersetzung mit der Vielfalt an Begrifflichkeiten, die in diesem Kontext aktuell verwendet wird. Im Ergebnis soll ein besseres ökonomisches und organisatorisches Verständnis neuer Interaktionsstrukturen geschaffen werden. Dazu wird in einem ersten Schritt ein Zielsystem für ein zukünftiges Energiesystem mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien beschrieben (Kapitel 2). Anknüpfend daran werden in Kapitel 3 die Chancen und Herausforderungen der einzelnen Wertschöpfungsstufen in diesem Energiesystem dargestellt. Es stellt sich die Frage, ob durch ein stärkeres Informationsangebot und eine intensivere Vernetzung der Wertschöpfungsstufen neue Potenziale für ein zukünftiges Energiesystem entstehen.

In Kapitel 4 wird daher aus theoretischer und praktischer Sicht analysiert, wie eine plattformbasierte Vernetzung der Wertschöpfungsstufen aussehen kann. Die Theorie der zweiseitigen Märkte bietet einen geeigneten Rahmen, um die Interaktionen auf der Plattform zu beschreiben, ihr Muster zu verstehen und entstehende Netzwerkeffekte zu analysieren.<sup>1</sup> Ausgehend davon, dass die Interaktionen in einem smart-grid-basierten Energiesystem mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien auf ähnlichen, plattformbasierten Funktionalitäten beruhen, wird im Anschluss daran ein Fragenkatalog formuliert, der sich an die konkrete Ausgestaltung einer Plattform stellt. Diese Fragen werden

---

<sup>1</sup> Die Idee der Übertragbarkeit der bisher insbesondere in der Medienökonomie angewandten Theorie der zweiseitigen Märkte auf neuartige Entwicklungen im Energiesektor geht zurück auf erste konzeptionelle Überlegungen und Diskussionen mit PD Christian Growitsch und Matthias Wissner, vgl. Müller et al. (2010). Vertiefende Analysen auch in Bertsch und Growitsch (2012).

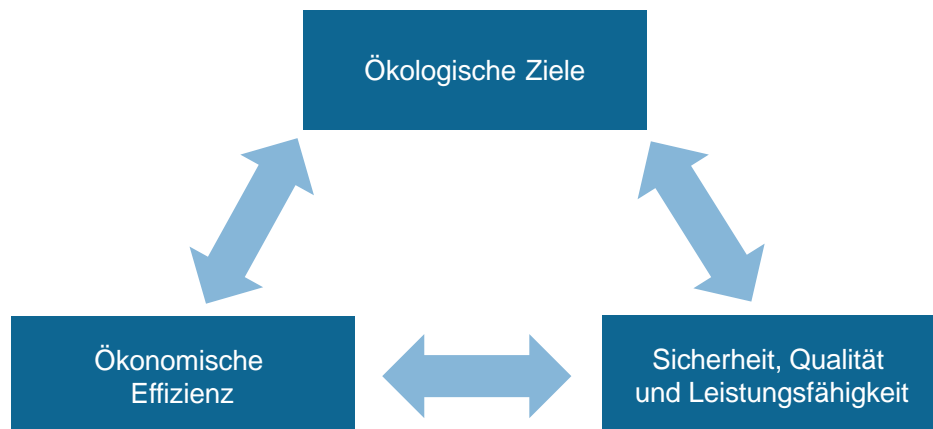
schließlich an ersten praktischen Erfahrungen aus den E-Energy Modellregionen gespiegelt. Bei allen Modellregionen sind Marktplätze/Plattformen mit unterschiedlichen Ausrichtungen und Schwerpunktsetzungen angedacht bzw. werden bereits praktiziert. Vier entsprechende Beispiele werden in diesem Unterkapitel vorgestellt. In einem abschließenden Zwischenfazit werden die Untersuchungsschritte zusammengeführt. Es erfolgt ein Abgleich von theoretischen und praktischen Erkenntnisse zur Funktionsweise und Ausgestaltung des Plattformdesigns.

In Kapitel 5 wird abschließend diskutiert, welchen Mehrwert eine intelligente, plattformbasierte Vernetzung der Wertschöpfungsstufen generiert. Der Diskussionsbeitrag schließt mit einem Fazit.

## 2 Ziele für ein zukünftiges Energiesystem mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien

In der Präambel des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) steht als Ziel verankert, eine möglichst sichere, preisgünstige und verbraucherfreundliche Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas zu gewährleisten. Demnach stehen die energiepolitischen Zielsetzungen „Umweltverträglichkeit“, „Wirtschaftlichkeit“ und „Versorgungssicherheit“ gleichwertig in einem Zieldreieck nebeneinander. Diese reflektieren die europäischen Zielsetzungen, die in nachstehender Grafik in Anlehnung an die Termini der Task Force Smart Grids der EU Kommission visualisiert werden.

Abbildung 2-1: Ziele für ein zukünftiges Energiesystem mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien



Quelle: WIK in Anlehnung an EU Commission Task Force for Smart Grids (2010).

Das gegenwärtige Energiesystem steht vor einem weitreichenden Transformationsprozess. Ursächlich dafür sind die steigende Nachfrage nach Energie, gleichzeitig immer knapper werdende fossile Ressourcen und der fortschreitende Klimawandel. Um diese Herausforderungen anzugehen, wurden auf europäischer und nationaler Ebene politische Zielsetzungen zur Reduktion des CO<sub>2</sub>-Ausstoßes und zur Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien an der Energieerzeugung festgelegt. Diese Klimaziele haben weitreichende Implikationen für das Energiesystem.

Um die *ökologischen Ziele* zu realisieren, müssen die erneuerbaren Energien in das Energiesystem integriert werden. Dadurch werden auch die anderen Stellgrößen des Zieldreiecks beeinflusst. So stellt die Volatilität der Energieflüsse aus erneuerbaren Energien das System vor neue Anforderungen hinsichtlich der *Sicherheit, Qualität und Leistungsfähigkeit*. Um den notwendigen Systemumbau zu leisten, sind umfangreiche Investitionen und Innovationen im Gesamtsystem notwendig. Diese beeinflussen maß-

geblich die Wirtschaftlichkeit und Wettbewerbsfähigkeit des Einzelunternehmens und mithin die *ökonomische Effizienz* aus gesamtwirtschaftlicher Perspektive.

Vor diesem Hintergrund stellt sich die Frage, welche Ansatzpunkte es gibt, um das Gesamtsystem vor dem Hintergrund des Transformationsprozesses im Hinblick auf die genannten Zielkriterien effizienter zu gestalten. IKT-basierten, wertschöpfungsübergreifenden Vernetzungen werden hierfür weitreichenden Potenziale zugeschrieben.<sup>2</sup>

Ausgehend von dieser Leitfrage werden im folgenden Abschnitt zunächst die Chancen der einzelnen Wertschöpfungsstufen beschrieben, die sich aus dem Transformationsprozess des Energiesystems ergeben. Dadurch soll ein Verständnis dafür erzeugt werden, vor welchen Herausforderungen die einzelnen Wertschöpfungsstufen stehen, um darauf aufbauend zu beleuchten, welchen Mehrwert eine plattformbasierte Vernetzung der Wertschöpfungsstufen liefern kann.

---

<sup>2</sup> Vgl. WIK-Consult et al. (2006) und BMWi (2010).

### 3 Chancen/Herausforderungen der Wertschöpfungsstufen

Der Transformationsprozess des Energiesystems hat weitreichende Konsequenzen für die einzelnen Wertschöpfungsstufen. Vor diesem Hintergrund thematisiert dieses Kapitel die Chancen der einzelnen Wertschöpfungsstufen im Hinblick auf ein smart-grid-basiertes Energiesystem mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien.<sup>3</sup>

Unter der Wertschöpfungsstufe **Erzeugung** werden Anlagen subsumiert, die Strom aus konventionellen oder erneuerbaren Energiequellen erzeugen und in das Stromnetz einspeisen.

Der aktuelle Erzeugungsmix in Deutschland gestaltet sich wie in Abbildung 3-1 dargestellt.

Abbildung 3-1: Bruttostromerzeugung in Deutschland nach Energieträgern in TWh (%)



Quelle: WIK in Anlehnung an BMWi (2011).

Der derzeitige Anteil erneuerbarer Energien an der Bruttostromerzeugung in Deutschland beträgt wie aus Abbildung 3-1 ersichtlich 16,3 Prozent. Ziel der Bundesregierung ist es, diesen Beitrag bis 2020 auf mindestens 35 Prozent zu erhöhen, bis 2030 dann auf 50 Prozent und 2050 schließlich auf 80 Prozent.<sup>4</sup>

<sup>3</sup> Die Darstellung erfolgt in Anlehnung an EU Commission Task Force for Smart Grids (2010), WIK-Consult et al. (2006) sowie an die Vorgaben gemäß EnWG und der EU Direktive 2009/72/EG.

<sup>4</sup> Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz – EEG), Konsolidierte (unverbindliche) Fassung des Gesetzestextes in der ab 1. Januar 2012 geltenden Fassung \* (Grundlage: Entwurf der Bundesregierung vom 6. Juni 2011 – BT-Drucks. 17/6071 und Beschluss des Deutschen Bundestages vom 30. Juni 2011 – BT-Drucks. 17/6363).

Bei der Stromerzeugung in Deutschland wird nach Grund-, Mittel- und Spitzenlast unterschieden, um dem Strombedarf zu unterschiedlichen Tageszeiten angemessen gerecht zu werden. Mit der Grundlast (Braunkohle, Kernkraftwerke) wird die gleichbleibende Mindestnachfrage abgedeckt. Wird der Grundverbrauch überschritten, kommen regelbare Mittellastkraftwerke (z.B. Steinkohle oder Gaskraftwerke) zum Einsatz. Bei kurzfristigen und unvorhersehbaren Schwankungen (z.B. bei Abweichungen in der Verbrauchsprognose) springen sehr flexible Spitzenlastkraftwerke ein (z.B. Gasturbinen, Pumpspeicherkraftwerke). Diese regelfähigen Kraftwerke stellen Primär- und Sekundärregelenergie sowie Minutenreserve dem für die jeweilige Regelzone verantwortlichen Übertragungsnetzbetreiber über einen Ausschreibungsprozess bereit. Durch dieses kurzfristige Erhöhen oder Senken der Kraftwerksleistung sorgen sie dafür, dass Schwankungen zwischen Stromeinspeisung und Stromentnahme im Netz ausgeglichen werden (Regelenergie) und tragen somit zur Frequenzhaltung sowie zur Bereitstellung von Blindleistung bei.

Die vorgenannten energiepolitischen Vorgaben zur Erhöhung der Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen haben zur Folge, dass durch die volatile und vermehrt dezentrale Erzeugung Stromangebot und Stromnachfrage immer weniger planbar werden, dadurch deutlich auseinander fallen können und Differenzen zunehmend die unteren Spannungsebenen betreffen. Dies erfordert einen vermehrten Einsatz flexibler Mittel- und Spitzenlastkraftwerke um auf die volatile Einspeisung zu reagieren. Darüber hinaus ergibt sich die Chance, dass durch die Ausstattung mit IKT im Verteilnetz der Regelenergiebedarf auch durch dezentrale Einheiten bereitgestellt werden kann. Hier ist beispielsweise die effiziente Einbindung von Speichern denkbar, die überschüssige Energiemengen aufnehmen und diese bei Bedarf in das System zurückspeisen (Kühlhäuser, Elektromobilität). Weiterhin besteht die Möglichkeit, verschiedene dezentrale und/oder volatile Erzeugungseinheiten zu einem so genannten virtuellen Kraftwerk zusammenzufassen. Unter diesem Begriff wird das Konzept einer informationstechnischen Vernetzung dezentraler Erzeugungsanlagen (insbesondere KWK-Anlagen, Kleinwasserkraft, Photovoltaik) über IKT-basierte Energiemanagementsysteme verstanden, die im Ergebnis ein veredeltes Produkt anbieten. Diesem Geschäftsmodell liegt das Kalkül zugrunde, dass die Anlagen in ihrer aggregierten Form durch das Erschließen von Wertschöpfungspotenzialen und einer vernetzten Betriebsführung der Erzeugungskapazitäten eine höhere Wirtschaftlichkeit aufweisen als der individuelle Betrieb einer einzelnen Anlage. Dazu zählen beispielsweise Vermarktungsmöglichkeiten des dezentral erzeugten Stroms im Aggregat, der für die Einzelanlage nicht profitabel ist.

Eine weitere Chance birgt die Direktvermarktung erneuerbarer Energien. Das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG) sieht vor, dass Betreiber erneuerbarer Energieanlagen ihren Strom an Dritte veräußern können, was zur Folge hat, dass die Einspeisevergütung für den gesamten in der Anlage erzeugten Strom für den entsprechenden Kalendermonat entfällt. In der jüngst verabschiedeten EEG-Novelle wurde außerdem eine optionale Marktprämie verankert, die Anreize zu einem marktorientierten Betrieb der

Anlagen setzen soll. Diese ergibt sich allgemein gesprochen als Differenz zwischen der anlagenspezifischen EEG-Vergütung und dem monatlich ex-post ermittelten durchschnittlichen Börsenpreis (energeträgerspezifischer Referenzmarktwert).<sup>5</sup> Neue Möglichkeiten zur Direktvermarktung inklusive eines Herkunftsnachweises für Grünstrom an der EEX werden derzeit diskutiert.<sup>6</sup> Perspektivisch sind vollkommen neue Geschäftsmodelle zur Direktvermarktung denkbar, die möglicherweise über gänzlich neue Vertriebskanäle abgewickelt werden könnten.

Aufgrund der zunehmenden Bedeutung fluktuierender Einspeisung durch erneuerbare Energien und dezentrale Erzeugungsformen im Energiemix ist eine technologische und kapazitäre Anpassung der **Netze**<sup>7</sup> erforderlich, die auf das zukünftig erzeugungsgetriebene Lastverhalten reagiert. Grundsätzlich bietet neben der kapazitären Erweiterung eine Aufwertung der Netze durch IKT das Potenzial, durch die nun möglichen Messungen und daraus resultierenden Koordinations- und Steuerungsmöglichkeiten die Netze für diese Herausforderungen zu optimieren. Die Netze sind eine regulierte Wertschöpfungsstufe. Dies bedeutet, dass die mit diesen Maßnahmen verbundenen Investitions- und Betriebsaufwendungen unter regulatorischen Rahmenbedingungen erfolgen. Da die Netzbetreiber grundsätzlich für die Aufrechterhaltung eines adäquaten Maßes an Versorgungsqualität verantwortlich sind, bleibt überdies zu klären, inwiefern sich das Aufgaben und Rollenverständnis der Netzebene im Hinblick auf eine stärkere Interaktion der Wertschöpfungsstufen verändert. Weiterhin stellt sich die Frage, welche Daten dem Netzbetreiber zugänglich sein sollen.<sup>8</sup>

Die **Letztverbraucher** lassen sich differenzieren nach Haushalts- und Gewerbekunden sowie Industriekunden. Haushaltskunden kaufen Energie überwiegend für den Eigenverbrauch im Haushalt oder für einen Jahresverbrauch bis zu 10.000 Kilowattstunden (kWh) nicht übersteigenden Eigenverbrauch für berufliche, landwirtschaftliche oder gewerbliche Zwecke. Gewerbekunden werden üblicherweise bis 100.000 kWh kategorisiert und fallen ab einem Verbrauch über 10.000 kWh in eine andere Tarifklasse. Die Abrechnung des Energieverbrauches bis 100.000 kWh erfolgt im gegenwärtigen System über Standardlastprofile (SLP). Das bedeutet, dass der Energieverbrauch anhand eines typischen Nutzungsprofil hinterlegt ist, nach dem der Energieverbrauch eines bestimmten Haushalts- oder Gewerbekundenkunden in die Beschaffungsplanung eingeht und letztendlich monatlich abgerechnet wird. Erst am Ende des Jahres wird der tatsächliche Verbrauch erfasst (jährliche Ablesung), mit der Planung abgeglichen und in der Jahresendrechnung gegenüber dem Letztverbraucher berücksichtigt. Bei Industriekunden mit einem Verbrauch über 100.000 kWh erfolgt die Abrechnung über eine re-

---

<sup>5</sup> Vgl. ebenda.

<sup>6</sup> Vgl. Energate-Messenger vom 13.07.2011.

<sup>7</sup> Die Fokussierung liegt in diesem Diskussionsbeitrag auf Verteilernetzen. Transportnetze werden im Kontext der Überlegungen nicht weiter betrachtet.

<sup>8</sup> Von datenschutzrechtlichen Fragen wird in diesem Diskussionsbeitrag abstrahiert. Wir verweisen hier auf die Aktivitäten der Fachgruppe Recht des BMWi-Förderprogramms "E-Energy - Smart Grids made in Germany".



gistrierende Leistungsmessung (RLM). Im Gegensatz zu Haushalts- oder Gewerbekunden wird der Energieverbrauch bereits heute in viertelstündlichen Intervallen erfasst.

Verbraucherseitig birgt das Energiesystem der Zukunft verschiedene Chancen. Bei einer Ausstattung der Haushalte mit intelligenten Zählern (Smart Meter) können bisher nach SLP abgerechnete Kunden nunmehr in Echtzeit ihren Energieverbrauch endgerätescharf erfassen und nach diesen erfassten Werten ggf. auch abgerechnet werden. Die Anwendung von SLP würde in diesem Fall obsolet. Diese Technologie birgt ein erhebliches Potenzial, die Energieeffizienz der Haushalte zu steigern und den Energieverbrauch über entsprechende Tarifsignale in günstigere Nebenzeiten zu verlagern. Hier sind zukünftig unterschiedlichste Produkte im Haushaltskundenbereich denkbar.

Gleichzeitig trägt die dezentrale Stromerzeugung dazu bei, dass der Letztverbraucher zukünftig nicht mehr nur nachfrageseitig in das Energiesystem eingebunden ist, sondern selbst seinen erzeugten Strom und aktuell nicht benötigten Strom in das Netz einspeisen kann. In diesem Fall spricht man von dem so genannten „Prosumer“, das heißt einem energiewirtschaftlichen Akteur, dem sowohl die Rolle des Produzenten als auch des Konsumenten zufällt. Ein Beispiel hierfür ist der private Betrieb einer Photovoltaikanlage.

Diese neuen Möglichkeiten sind eng verknüpft mit dem Begriff „Demand Response“. Dies bedeutet, dass der Verbraucher auf bestimmte Preissignale reagiert und sein Verbrauchs- bzw. auch sein Einspeiseverhalten dementsprechend anpasst. Eine korrespondierende Tarifierung durch den Vertrieb kann zu einem besseren Abgleich von Erzeugung und Verbrauch, aber auch zu einer optimierten kapazitären Ausnutzung der Energieversorgungsnetze (Lastverschiebung) sowie ggf. zu einer Reduktion des Energieverbrauches führen. Entsprechende Potenziale bieten sich hier sowohl im Haushalts- als auch im Industriekundenbereich.

Insgesamt ist davon auszugehen, dass der Letztverbraucher zukünftig eine viel aktivere Rolle im Energiesystem einnehmen wird. Sein Verhalten wird primär von den ihm vorgegebenen ökonomischen Anreizen und einem für ihn attraktiven Produktangebot und der darin verankerten Tarifstruktur abhängen. Er hat dadurch die Möglichkeit, seinen Energieverbrauch zu reduzieren und/oder ihn in tariflich günstigere Perioden zu verlagern. Damit profitiert er von Kosteneinsparungen und kann zu einer steigenden Effizienz des Gesamtsystems beitragen. Durch IKT-basierte Endverbraucheranwendungen (z.B. Smart Meter) kann der Verbraucher dem Vertrieb sehr viel differenziertere Informationen über sein Nutzerverhalten liefern. Er tritt damit in ein reziprokes Verhältnis zum Energielieferanten und bietet diesem – soweit durch Datenschutzbedingungen legitimiert – Informationen zur Kommerzialisierung neuer Produkte und Dienstleistungen.<sup>9</sup> Mithin sind diese Perspektiven eng gekoppelt an die zukünftigen Möglichkeiten des **Vertriebs**.

---

<sup>9</sup> Vgl. Valocchi et al. (2010).

Seit dem 30. Dezember 2010 schreibt das Energiewirtschaftsgesetz deutschen Stromversorgern vor, lastvariable oder tageszeitabhängige Tarife anzubieten, die Letztverbrauchern einem Anreiz zum Energiesparen oder zur Steuerung ihres Energieverbrauchs liefern. Allerdings setzten die Energieversorger dies mehrheitlich lediglich durch eine Einführung von zwei Preiszonen im Sinne der klassischen HT-/NT-Tarife (Hochtarif/Niedertarif) um.<sup>10</sup> Grundsätzlich bietet eine weitere Ausdifferenzierung lastvariabler Tarife das Potenzial, einen Anreiz zur Lastverschiebung beim Verbraucher zu setzen. Voraussetzung dafür ist allerdings die Ausstattung des Endverbrauchers mit einem Smart Meter und die Abkehr vom Standardlastprofilverfahren. Das vom Bundesministerium für Bildung und Forschung (BMBF) geförderte Projekt „Intelliekon“ quantifiziert das Einsparpotenzial durch intelligente Zähler und die Visualisierung des Verbrauchs auf 3,7 Prozent. Bei zeitvariablen Tarifen bestehe sogar ein Einsparpotenzial von 9,5 Prozent.<sup>11</sup> Perspektivisch sind hier beispielsweise Produkte denkbar, die einen Anreiz zur Abnahme überflüssigen Stroms (Elektromobilität) oder zur Lastverschiebung (Kühlhäuser, Verlagerung von Produktionsprozessen) bieten oder im umgekehrten Fall ein Abschalten des Verbrauchers erlauben. Letztere sind eher für den Industriekundenbereich relevant. Überdies steigen vertriebsseitig die Potenziale, Energiedienstleistungen anzubieten. Hierzu zählen im Sinne des *Gesetzes über Energiedienstleistungen und andere Energieeffizienzmaßnahmen* (EDL-G) Tätigkeiten eines Energiedienstleisters, die zu Energieeffizienzverbesserungen, Primärenergieeinsparungen oder zu Vorteilen durch Kombination von Energie mit energieeffizienter Technologie führen. Weiterhin zählen dazu Maßnahmen wie etwa Betriebs-, Instandhaltungs- und Kontrollaktivitäten. Beispiele hierfür sind etwa Wärmepumpen oder die stromsparende Prozesswärmebereitstellung.

Insgesamt sind somit vertriebsseitig vielseitige ‚smarte‘ Produkte, Dienstleistungen und Geschäftsmodelle denkbar. Diese können perspektivisch durch Anreize zur Energieeffizienz sowie durch eine Flexibilisierung unsteter Erzeugungs- und Nachfragemuster und einer Verknüpfung der einzelnen Wertschöpfungsstufen zur Effizienzsteigerung des Gesamtsystems beitragen. Durch die wertschöpfungsstufenübergreifende Ausstattung mit IKT ist es außerdem für den Vertrieb möglich, ein besseres Verständnis für die kundenseitigen Bedürfnisse, ihr Nutzerverhalten und Energieeffizienzpotenziale aufzubauen und dieses Wissen in entsprechende Geschäftsmodelle zu transformieren. Allerdings ist es in diesem Zusammenhang von elementarer Bedeutung, eindeutige Datenschutzrichtlinien für alle involvierten Akteure zu definieren.

Enge Schnittstellen bestehen auch von den vertrieblichen Aktivitäten zu den so genannten „**neuen Dienstleistungen**“. Hierauf wird nachstehend exemplarisch eingegangen. Je nach Entwicklung zukünftiger Marktmodelle sind an dieser Stelle weitere Optionen denkbar. Die nachstehende Aufzählung ist demnach nicht unbedingt vollständig.

---

<sup>10</sup> energate Messenger vom 21.06.2011 unter Bezugnahme auf die Datenbank des Energiedienstleisters Enet.

<sup>11</sup> Vgl. Fraunhofer ISI (2011).

Der Messstellenbetrieb wurde in Deutschland mit der EnWG-Novelle im Jahre 2005 und die Messdienstleistung mit der Messzugangsverordnung 2008 liberalisiert. Seitdem steht es Dritten offen, *Messdienstleistungen* anstelle des Netzbetreibers anzubieten und durchzuführen. Daraus ergeben sich grundsätzlich Potenziale für Geschäftsmodelle, bspw. eine Kombination innovativer Stromprodukte mit einem Smart Meter. Diese fallen in das nichtregulierte Marktumfeld. Ihre Wirtschaftlichkeit hängt jedoch stark von der Einbettung in den gesamten energiewirtschaftlichen Rahmen ab. Ein wesentlicher Diskussionspunkt in diesem Kontext ist auch die Frage, wem welche Daten gehören bzw. wer diese verwaltet und inwiefern sie unter dem Primat der Diskriminierungsfreiheit kommerzialisierbar sind.

Aufgrund der stochastischen Eigenschaften der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird der Bedarf an *Speichern* zukünftig steigen. Speicher können genutzt werden, um saisonale und langfristige Schwankungen auszugleichen, aber insbesondere auch zur kurzfristigen Tagesspeicherung, zum Ausgleich von Prognoseunsicherheiten sowie zu Bereitstellung von Regelkapazität. Dadurch wird die Netzstabilität gesichert. Es kann daher zwischen nicht-netzdienlichen und netzdienlichen Speicherszenarien unterschieden werden. Bei den Speichertechnologien gibt es drei grundsätzliche Funktionsweisen: mechanisch (z.B. Druckluft- oder Pumpspeicher), chemisch (Batterien, Wasserstoff, Methanisierung („Power to Gas“) sowie elektrisch (z. B. supraleitende magnetische Speicher). Die Einsatzgebiete umfassen je nach Technologie die großtechnische oder dezentrale Lösung zur Speicherung großer Mengen elektrischer Energie mit dem Ziel, Stromangebot und -nachfrage bei fluktuierender Einspeisung erneuerbarer Energien kurzfristig (netzdienlich) oder mittel- bis langfristig (nicht-netzdienlich) auszugleichen. Einsatzfähig sind derzeit hauptsächlich Pumpspeicher, die anderen Technologien sollten aber im Hinblick auf den Anteil der Windenergie im optimalen Energiemix weiterentwickelt werden. Auch Kühlhäusern wird ein großes Potenzial zugeschrieben, da sie die Möglichkeit haben, Lastgänge durch Verschiebung der Nachkühlphasen flexibler zu gestalten. Aus den vorgenannten Technologien können sich perspektivisch Märkte für Speicherkapazitäten zum Austarieren volatiler Erzeugungsmengen entwickeln.

Eine weitere zukunftsfähige Speichertechnologie wird sich voraussichtlich im Rahmen der *Elektromobilität* bilden. Diese kann perspektivisch neben dem CO<sub>2</sub>-freien Transport von Personen und Gütern der verbesserten Integration erneuerbarer Energien dienen, indem Fahrzeugbatterien durch Anknüpfung an das Stromnetz Fluktuationseffekte ausgleichen und somit eine Annäherung von Erzeugungs- und Lastkurven fördern. Mittel- bis langfristig kann dies einen Beitrag zur Steigerung der Netzstabilität leisten und durch die Einbindung erneuerbarer Energien bedingte Netzausbaunotwendigkeiten reduzieren. Mit dem Nationalen Entwicklungsplan Elektromobilität (NEP) hat sich die Bundesregierung zum Ziel gesetzt, dass bis zum Jahr 2020 eine Millionen Elektroautos fahren sollen. Außerdem wurde mit dem Regierungsprogramm Elektromobilität eine

Strategie zur Forschungsförderung, Entwicklung und Markteinführung von Elektromobilität verabschiedet.<sup>12</sup>

In Anknüpfung an und Ergänzung zu diesen technologiegetriebenen Entwicklungen können sich vielfältige neue *Geschäftsmodelle* ergeben. Ein Beispiel dafür ist das von der Firma Lichtblick in Kooperation mit der Volkswagen AG entwickelte Konzept des SchwarmStroms, das auf einem virtuellen Kraftwerk aufbaut. In diesem Konzept sollen dezentral bei den Verbrauchern angesiedelte, auf dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung basierende, intelligent gesteuerte Mini-Gaskraftwerke zu einem virtuellen Kraftwerk vernetzt werden. Dieses soll perspektivisch der nationalen Stromversorgung dienen.<sup>13</sup> Ein weiteres Beispiel in diesem Kontext sind die Aktivitäten der Trianel zur Vermarktung von Grünstrom. Durch einen Unternehmenszusammenschluss mit 31 Windkraftanlagenbetreibern können die erzeugten Energiemengen zu einem gemeinsamen Portfolio gebündelt und an der EEX vermarktet werden.<sup>14</sup>

Insbesondere für kleinere Anlagenbetreiber, die nicht in einen virtuellen Kraftwerksverbund eingeschlossen sind, kann es sich als schwierig erweisen, Flexibilitäten bzw. dezentral erzeugte Energiemengen nutzenstiftend in das Gesamtsystem einzubringen. Deshalb könnte sich perspektivisch ein neuer Wertschöpfungsbereich etablieren, der die erzeugten Energiemengen bzw. Flexibilitäten zu einem kommerzialisierbaren Portfolio poolt bzw. aggregiert und darüber ein veredeltes Produkt anbietet.

Aus den vorstehenden Überlegungen lässt sich schlussfolgern, dass die Potenziale für die einzelnen Wertschöpfungsstufen weitreichend sind. Der Einsatz von IKT spielt dabei eine zentrale Rolle. Gleichzeitig wird deutlich, dass die Schnittstellen immer stärker konvergieren und die Interdependenzen zunehmen. Allerdings hängt die weitere Entfaltung dieser Tendenzen wesentlich von den konkreten Möglichkeiten zur Interaktion der einzelnen Wertschöpfungsstufen ab. Diese werden im folgenden Kapitel aus theoretischer und praktischer Sicht erörtert.

---

<sup>12</sup> Weitere Informationen unter <http://www.bmu.de/verkehr/elektromobilitaet/doc/44795.php>.

<sup>13</sup> Vgl. Lichtblick (2010).

<sup>14</sup> Vgl. energate Messenger vom 12. Juli 2011, <http://www.energate.de/news/115098>.

## 4 Plattformbasierte Vernetzung der Wertschöpfungsstufen

Durch eine IKT-basierte Vernetzung der Wertschöpfungsstufen besteht die Möglichkeit einer bi- bzw. multidirektionalen, plattformbasierten Interaktion. Ziel dieses Kapitels ist es, die Interaktionsstrukturen auf der Plattform zu beschreiben, ihr Muster zu verstehen und entstehende Netzwerkeffekte zu analysieren. Dazu werden zunächst einige theoretische Vorüberlegungen angestellt, die dann anhand der Ansätze in den E-Energy-Modellregionen exemplifiziert werden. Zur Vorbereitung wird auf die aktuell sehr unterschiedlich verwendeten Begrifflichkeiten in diesem Kontext eingegangen.

### 4.1 Begrifflichkeiten

Aktuell existieren verschiedene Begrifflichkeiten und Schlagworte, die die Transformation des Energiesystems sowohl im Hinblick auf die technologische Aufwertung der Netze als auch auf die IKT-basierten Vernetzung des Energiesystems insgesamt begleiten.

In diesem Abschnitt erfolgt eine Einordnung der unterschiedlichen Begrifflichkeiten, die von verschiedenen Stakeholdern in diesem Kontext verwendet werden.

Die *Europäische Kommission* fokussiert sich auf den Begriff „Smart Grid“ und hat folgende Definition erarbeitet:

*“A Smart Grid is an electricity network that can cost efficiently integrate the behaviour and actions of all users connected to it – generators, consumers and those that do both – in order to ensure an economically efficient, sustainable power system with low losses and high levels of quality and security of supply and safety.”<sup>15</sup>*

Das Netz wird somit als integrierendes Medium für die Verknüpfung aller Wertschöpfungsstufen verstanden und nimmt damit eine zentrale und aktive Rolle ein.

Auf nationaler Ebene finden sich wiederum unterschiedliche Begrifflichkeiten und Interpretationsansätze, die sich zum Teil deutlich von der europäischen Sichtweise unterscheiden.

Der *VDE* (Verband der Elektrotechnik Elektronik Informationstechnik) stellt gegenüber der netzfokussierten Perspektive der Kommission vielmehr auf eine Systemperspektive ab, spricht dem Netz aber weiterhin eine aktive Rolle zu, was durch folgende Definition deutlich wird:

„Smart Grid (intelligentes Energieversorgungssystem) umfasst die Vernetzung und Steuerung von intelligenten Erzeugern, Speichern, Verbrauchern und Netz-

---

<sup>15</sup> Vgl. EU Commission Task Force for Smart Grids (2010).

betriebsmitteln in Energieübertragungs- und –verteilungsnetzen mit Hilfe von Informations- und Kommunikationstechnik.“<sup>16</sup>

Der Arbeitskreis *BDI initiativ IKT für Energiemärkte der Zukunft* des Bundesverbandes der deutschen Industrie (BDI) strebt an, in enger Kooperation zwischen Wirtschaft und Wissenschaft Szenarien für Deutschland zu entwickeln, die den Übergang von der heutigen Energielandschaft hin zu einem so genannten „Internet der Energie“ beschreiben. Ansatzpunkt ist hier der Gedanke, dass sich das Energiesystem durch vermehrte Einspeisung durch erneuerbare Energien auch auf dezentraler Ebene verändert, was dazu führt, dass sich Lastflüsse umkehren und die Verteilnetze flexibler reagieren müssen. Um diese nunmehr dynamische Infrastruktur effizient betreiben und koordinieren zu können, bedarf es daher aus Sicht des Arbeitskreises der Integration aller Einzelkomponenten (d.h. konventioneller und neuer Wertschöpfungsstufen) auf Basis von IKT in eine einheitliche Kommunikationsinfrastruktur. Diese wird als „Internet der Energie“ bezeichnet und soll dazu dienen, alle Erzeuger und Verbraucher des Energienetzes auf einer virtuellen Ebene abzubilden. In dieses Denkgebäude fügen sich intelligente Netze („Smart Grids“) ein, die durch aktive Steuerungsmöglichkeiten der Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage dienen und eine kommunikative Kopplung der Akteure entlang der Wertschöpfungskette ermöglichen.<sup>17</sup>

Das „Internet der Energie“ unterteilt sich nach Auffassung des Arbeitskreises in drei Ebenen: Physik (Erzeugung, Netze, Verbraucher, Prosumer), Informations- und Kommunikationstechnologie, die sich über die physikalische Ebene spannt, und Märkte. Der Aufbau und die Lenkung der „Internet der Energie“-Infrastruktur wird bei einer spezifischen Marktrolle gesehen, die entweder der Messstellenbetreiber oder der Verteilnetzbetreiber übernehmen soll. Das integrierte System des „Internets der Energie“ bildet auch die Grundlage für die Entstehung innovativer Geschäftsmodelle und neuer Dienstleistungen.<sup>18</sup>

Damit ist diese Auffassung relativ nah am Ansatz der Kommission (netzfokussierte Sicht), fügt aber durch den Begriff „Internet der Energie“ und seinem drei-Ebenen-Konzept zusätzliche Dimensionen ein. Außerdem wird die marktliche Ebene angesprochen.

Die *Bundesnetzagentur* verknüpft ihre Überlegungen zur Transformation des Energiesystems stark mit marktlichen Ansätzen und hat diese in einem Eckpunktepapier dargelegt.<sup>19</sup> Darunter versteht sie ein marktorientiertes, intelligentes Energieversorgungssystem, das in ihrer Terminologie mit dem Begriff „Smart Market“ umrissen wird. In diesem System erfolgt eine Trennung von reguliertem Netz (Smart Grid) und nicht-regulierten

---

<sup>16</sup> Vgl. <http://www.vde.com/de/verband/pressecenter/pressemappen/documents/energieinformationsnetze.pdf>, Stand: 17.11.2011.

<sup>17</sup> Vgl. BDI (2008).

<sup>18</sup> Vgl. BDI (2011).

<sup>19</sup> Bundesnetzagentur (2012).

Teilnehmern im Markt (Smart Market). Im Smart Market könnte nach Auffassung der Bundesnetzagentur z.B. eine aktive Handlungs-Plattform, die eine intelligente Vernetzung aller Teilnehmer in einem wettbewerblichen Rahmen herstellt, entstehen. Den Netzen wird in diesem Konstrukt eine dienende Rolle zugeordnet.<sup>20</sup>

Der *Bundesverband Neuer Energieanbieter (bne)* vertritt eine ähnliche Position und unterscheidet in einem Positionspapier<sup>21</sup> ebenfalls zwischen Smart Grids (Aufrüstung von konventionellen Netzen mittels Kommunikations-, Mess-, Steuer-, Regel und Automatisierungstechnik sowie IT) und Smart Markets. Die Rolle des Netzes wird ebenfalls als dienend interpretiert. Im Rahmen eines marktzentrierten Ansatzes können Lastverlagerungspotenziale seitens der Vertriebe optimiert werden. Der Netzbetreiber greift in diesen Prozess nur ein, wenn die Kapazitätsgrenzen überschritten werden. Er nimmt daher nach Auffassung des bne keine aktive und keine zentrale Rolle in einem Smart Market ein.<sup>22</sup>

Die vorstehenden Ausführungen zeigen nur einen Teil des aktuellen Spektrums an Begrifflichkeiten, die im Zusammenhang mit intelligenten Netzen und intelligenten Märkten kursieren.<sup>23</sup>

Deutlich werden aus den dargestellten Begriffsdefinitionen mehrere Aspekte. Grundsätzlich sprechen alle Positionen den IKT eine Schlüsselrolle bei der Integration und Vernetzung der Wertschöpfungsstufen zu. Einigkeit herrscht auch darüber, dass eine technologische Aufwertung der Netze erfolgen muss, damit die Netze die fluktuierende und dezentrale Erzeugung effizienter integrieren können.

Allerdings herrschen sehr unterschiedliche Auffassungen darüber, wie weit der Geltungs- und Aufgabenbereich eines (intelligenten) Netzes geht, welche Kompetenzen ihm zugesprochen werden und wo eine Steuerung und Integration der Wertschöpfungsstufen durch rein marktliche Mechanismen erfolgt. Dies hat Auswirkungen auf die Komplexität der Begriffsdefinitionen. Diese umfassen teilweise nur den Bereich „Smart Grids“ bzw. die Netzebene, andere grenzen hierzu eine marktliche Ebene ab, die zum Teil mit dem Begriff „Smart Market“ bezeichnet wird. In einigen Definitionen taucht im Kontext marktlicher Aktivitäten auch der Begriff Plattform auf. Dahinter verbergen sich wiederum unterschiedliche Auffassungen, welche Schwerpunkte gesetzt werden, wer Betreiber von derartigen Konstrukten sein soll bzw. wem grundsätzlich Steuerungshoheiten zugesprochen werden.

Diese Aspekte werden im Folgenden aus theoretischer und praktischer Sicht vertieft.

---

<sup>20</sup> Vgl. ebenda.

<sup>21</sup> Vgl. bne (2011).

<sup>22</sup> Vgl. ebenda.

<sup>23</sup> Wir verweisen auf weitere Positionspapiere der energiewirtschaftlichen Verbände BDEW und VKU, vgl. BDEW (2011) und VKU (2011).

## 4.2 Theoretische Vorüberlegungen

Ein Schlüsselement des zukünftigen Energiesystems ist ein hoher Grad der Vernetzung von Wertschöpfungsstufen.<sup>24</sup> Es stellt sich die Frage, wie diese Vernetzung erfolgt. Um sich dieser Fragen theoretisch zu nähern, wird in einem ersten Schritt erläutert, welche Überlegungen hinter der plattformbasierten Interaktion stehen und worin die Vorteilhaftigkeit besteht. Darauf aufbauend werden die Interaktionsmuster im Rahmen dieses Koordinationsregimes näher betrachtet. Unter einem Koordinationsregime wird im Folgenden die Organisation der Leistungserstellung und damit der institutionelle Rahmen der Wertschöpfung verstanden.

Markt und Hierarchie sind idealtypische Koordinationsregime. Vor der Liberalisierung war die Energiewirtschaft sehr hierarchisch geprägt, da die Leistungserstellung insbesondere in vertikal integrierten Unternehmen erfolgte. Nicht zuletzt durch die Vorgaben zum Unbundling und der bereits angesprochenen Transformation des Energiesystems lässt sich eine Bewegung hin zu einer vermehrt marktlichen Organisation der Leistungserstellung feststellen. Beiden Koordinationsregimen sind spezifische Regelungsmechanismen immanent. Auf Märkten treffen Angebot und Nachfrage aufeinander und die Koordination erfolgt über den Preis. Die Marktteilnehmer sind unabhängig voneinander und im Idealfall gleichberechtigt. Die Transaktionen erfolgen anonym. Das Produkt ist genau spezifiziert und für jede einzelne Transaktion werden Verträge, in der Regel einfache Kaufverträge, abgeschlossen. Die hierarchische Form der Koordination hingegen stellt das Gegenstück dar und beschreibt traditionelle Organisations- und Koordinationsstrukturen von Unternehmen. In Unternehmen bestehen im Gegensatz zum marktlichen Regime zwischen den Akteuren keine Einzelverträge. Arbeitsverträge sichern den Rahmen ab.<sup>25</sup> Hybridformen vereinen Charakteristika beider Koordinationsformen. Je nachdem, ob mehr marktliche oder mehr hierarchische Elemente enthalten sind, gilt die Koordinationsform als markt- oder hierarchienah. Kooperationen, etwa in Form von Netzwerken, stellen eine solche Hybridform dar.<sup>26</sup>

Die Unterscheidung der Koordinationssysteme Markt und Hierarchie ist insbesondere bei Entscheidungen zur internen oder externen Leistungserstellung (Make-or-Buy-Entscheidung) von Bedeutung. Dieses liegt daran, dass die Wahl einer bestimmte Koordinationsform wesentlich von den mit ihr verbundenen Transaktionskosten abhängt. Transaktionskosten fallen an bei der Anbahnung, Vereinbarung, Abwicklung, Kontrolle und Anpassung von Vertragsbeziehungen.<sup>27</sup> Ziel ist es, bei gegebenen Produktionskosten und vorgegebener Leistung die Koordinationsform mit den geringsten Transaktions-

---

<sup>24</sup> Vgl. EU Commission Task Force for Smart Grids (2010), BDI (2011), Wissner (2009).

<sup>25</sup> Vgl. Wimmer (2003).

<sup>26</sup> Vgl. Williamson (1991).

<sup>27</sup> Vgl. Picot (1982).



kosten zu finden. Die Transaktionskostentheorie gibt Empfehlungen dazu ab, unter welchen Bedingungen die Wahl einer bestimmten Koordinationsform sinnvoll ist.<sup>28</sup>

Der Markt, so wie ihn die ökonomische Theorie skizziert, ist in seiner Reinform ein sehr abstraktes Konstrukt. In der Realität wird ein Großteil von Transaktionen vielmehr über Intermediäre oder auch Plattformen vollzogen. Die Plattform ermöglicht es Anbietern und Nachfragern verschiedenster Produkte und Dienstleistungen miteinander in Kontakt zu treten und Geschäfte abzuwickeln. Die Plattform als Rahmen trägt dazu bei, dass Transaktionskosten in Form von Such- und Informationskosten geringer sind als bei einer rein marktlichen Transaktion. Wiederkehrende und standardisierte Transaktionen können so einfacher über eine Plattform abgewickelt werden. Bei sonst identischen Produktionskosten ist die Abwicklung über die Plattform mit den geringsten Gesamtkosten verbunden. Im Vergleich zur Nicht-Existenz der Plattform und damit zur rein marktlichen Koordination trägt diese damit wesentlich zu einer effizienteren Allokation der Ressourcen bei.

Die Theorie der zweiseitigen Märkte,<sup>29</sup> die bis dato in erster Linie auf Medienmärkten Anwendung findet, wird häufig bei netzökonomischen Fragestellungen herangezogen und hat Interaktionen über Plattformen zum Gegenstand.<sup>30</sup> Es gibt Anzeichen dafür, dass sich diese Überlegungen auch auf die Strukturen des zukünftigen Energiesystems übertragen lassen. Die zunehmende Konvergenz der Sektoren, die IKT-gestützte Vernetzung der Akteure und immer stärkere Anforderungen an Flexibilität sprechen dafür.

Zweiseitige Märkte sind Produkt- oder Dienstleistungsmärkte, auf denen die Interaktion von Anbietern und Nachfragern durch einen Dritten – etwa einen Intermediär oder eben über eine Plattform – abgewickelt wird. Die Zweiseitigkeit resultiert dabei aus der Interdependenz der Märkte, die wiederum auf indirekte Netzwerkeffekte zurückzuführen ist. Diese entstehen, wenn auf beiden Seiten der Nutzen der Plattforminteraktion der einen Gruppe von der Größe der anderen Gruppe abhängt und beeinflusst wird. Der Nutzen hängt für die eine Marktseite von den Entscheidungen über Teilnahme und Transaktionshäufigkeit der anderen Marktseite ab.<sup>31</sup> Diese Entscheidungen der anderen Marktseite hängen wiederum auch von den strategischen Entscheidungen des Betreibers des Marktplatzes ab, denn dieser legt beispielsweise auch Zugangs- und Nutzungspreise fest.

---

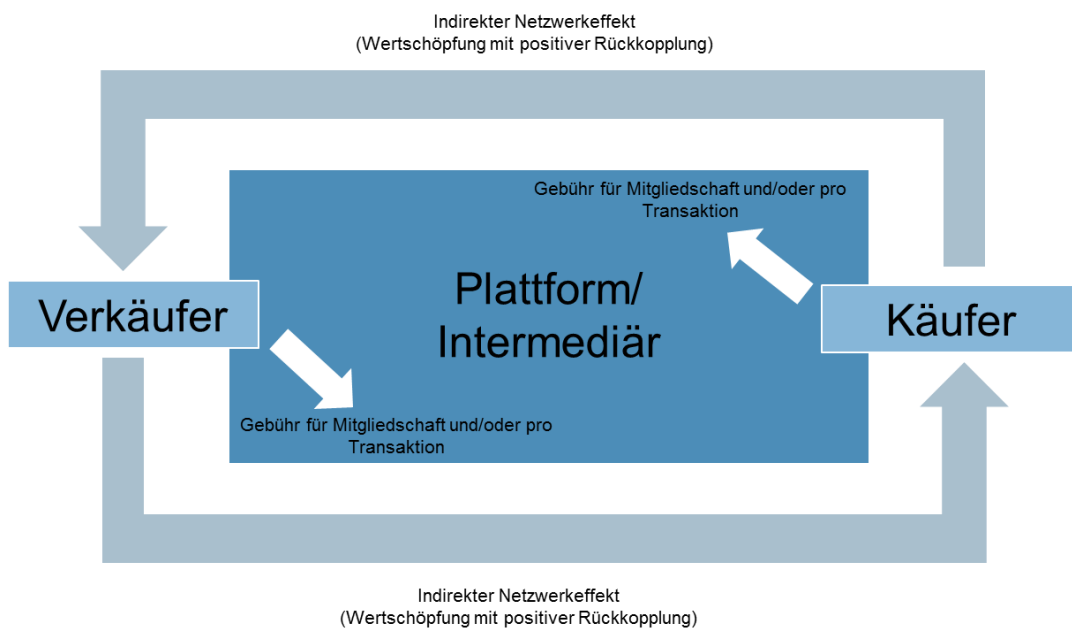
**28** Die Höhe der Transaktionskosten wird bestimmt durch die Dimensionen der Transaktion, zu denen insbesondere die Transaktionshäufigkeit und die wesentlichen Beeinflussungsfaktoren Unsicherheit (Umwelt- und Verhaltensunsicherheit), Spezifität und strategische Bedeutung der Transaktion zählen.

**29** Der Begriff der zweiseitigen Märkte ist zunächst nicht besonders aussagekräftig, da jeder Markt grundsätzlich eine Angebots- und eine Nachfrageseite hat. Gemeint sind vielmehr Märkte oder Plattformen mit indirekten Netzwerkeffekten. Vgl. dazu Dewenter und Haucap (2008). Neben dem Begriff der zweiseitigen Märkte (two-sided-markets) kennt die Literatur auch den Begriff der mehrseitigen Märkte (multi-sided-markets). Auch wenn in der Realität häufig mehr als zwei Seiten auf einer Plattform aktiv sind, so soll doch hier um das Konstrukt weiter zu analysieren, von zweiseitigen Märkten ausgegangen werden.

**30** Vgl. Dewenter (2006) sowie Dewenter und Haucap (2008).

**31** Vgl. Rochet und Tirole (2003), Rochet und Tirole (2006), Peitz (2006) sowie Evans und Schmalensee (2007).

Abbildung 4-1: Konzept der Zweiseitigen Märkte



Quelle: WIK, eigene Darstellung.

Für den Plattformbetreiber liegt die Herausforderung darin, nicht nur eine Marktseite für die Plattform zu gewinnen, sondern beide Marktseiten von der Attraktivität zu überzeugen. Der Nutzen beider Gruppen ist abhängig voneinander und das Interesse an der Plattform sinkt, wenn die Zahl der Teilnehmer auf der anderen Marktseite sinkt. Aufgabe des Plattformbetreibers ist es daher, die Marktseite zu identifizieren, die schneller und einfacher zu gewinnen ist. Diese Marktseite wird in der Regel subventioniert. Der Plattformbetreiber subventioniert also die Marktseite, die preissensitiver ist und generiert die Erlöse auf der Seite, die eine geringere Nachfrageelastizität hat und von dem schnellen Wachstum der Gruppe profitiert.<sup>32</sup> In der Regel wird der Plattformbetreiber bei seiner Preissetzung eine Grund- oder Mitgliedsgebühr und eine Verbrauchs- oder Nutzungsgebühr verlangen. Um beide Seiten anzusprechen wählt er wie beschrieben eine asymmetrische Preisstruktur. Eine Mitgliedsgebühr muss an den Plattformbetreiber gezahlt werden um einen Zugang zur Plattform zu erhalten, während eine Verbrauchsgebühr immer dann anfällt, wenn über die Plattform Transaktionen abgewickelt werden. Erfolgreich wird eine solche Plattform immer nur dann sein, wenn sie eine kritische Masse an Nutzern gewinnen kann, die eine positive Wertschöpfung für sich erkennt.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick zu verschiedenen Beispielen für zweiseitige Märkte und den damit zusammenhängenden Unterscheidungskriterien.

<sup>32</sup> Vgl. Haucap und Wenzel (2011).

Tabelle 4-1: Beispiele für Zweiseitige Märkte

	Intermediär/ Plattform	Marktseite A	Marktseite B	Merkmale
Makler, Vermittlungsgeschäft	Börse, Auktionshaus, Immobilienvermittlung, Partnervermittlung, eBay, Amazon, etc.	Käufer	Verkäufer	Physischer Markt- platz, Virtueller Marktplatz
	Bsp. iTunes	Bsp. Nutzer von Smartphone Apps	Bsp. Entwickler von Smartphone Apps	
Werbefinanzierte Medien	Zeitungsverlag/ Medienhaus/Radio	Leserschaft/ Zuschauerschaft/ Zuhörerschaft	Anzeigenkunden	Medienhaus setzt den Anzeigen- und den Copypreis
Monetäre Transaktionssysteme	Kreditkarte	Käufer (und Kreditkar- tenbesitzer)	Verkäufer (und Akzeptanzstelle von Kreditkarten)	Ausgebende Stelle erhebt Kreditkar- tengebühr und Transaktionsgebühr

Quelle: WIK, eigene Darstellung.

Es hat sich gezeigt, dass Plattformen zweiseitige Märkte sind, bei denen Interdependenzen zwischen den beiden Marktseiten bestehen. Die Koordination über eine Plattform verringert Transaktionskosten gegenüber der rein marktlichen Abwicklung. Eng damit verbunden ist die effizientere Allokation der Ressourcen. Dem Plattformbetreiber und den von ihm angebotenen Anwendungen kommt eine ganz zentrale Rolle zu. Wie diese Rolle erfolgreich ausgestaltet werden kann und wie die Abwicklung der Transaktionen über die Plattform in der Praxis erfolgen kann, ist Gegenstand des folgenden Abschnitts.

### 4.3 Ansätze zur praktischen Ausgestaltung

Die vorstehenden theoretischen Überlegungen haben gezeigt, auf welchen Funktionalitäten plattformbasierte Märkte aufbauen. Im Folgenden wird untersucht, welche Ansätze zur praktischen Ausgestaltung einer plattformbasierten Interaktion bereits vorliegen. Die Untersuchung orientiert sich an der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie in ressortübergreifender Partnerschaft mit dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit geförderten Initiative "E-Energy - IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft".<sup>33</sup>

Zielsetzung von E-Energy ist es, neue Lösungen zu entwickeln, die den Anforderungen des Wandels zu liberalisierten Märkten, zu dezentralen und volatilen Erzeugungsstrukturen sowie zur Elektromobilität Rechnung tragen. IKT spielt dabei eine zentrale Rolle. Aus einem E-Energy-Technologiewettbewerb gingen sechs Modellprojekte als Sieger

<sup>33</sup> Umfangreiche Informationen hierzu unter [www.e-energy.de](http://www.e-energy.de). Wir verweisen in diesem Zusammenhang auf eine Studie des Joint Research Centre (JRC), Institute for Energy der Europäischen Kommission, vgl. JRC (2011). Diese gibt einen Überblick über die gegenwärtige europäische Dimension von Smart Grid Projekten und zeigt diesbezüglich aktuelle Trends und Entwicklungen auf. Der vorliegende Diskussionsbeitrag fokussiert zwar auf die Ansätze in den deutschen Modellregionen, Schlussfolgerungen und Erkenntnisse aus europäischen Referenzprojekten, insbesondere im Hinblick auf die Ausgestaltung von Marktplattformen werden jedoch an geeigneter Stelle eingebracht.

hervor. Sie alle verfolgen einen IKT-basierten integralen Systemansatz, der alle energierelevanten Wirtschaftsaktivitäten sowohl auf der Markt- als auch auf der technischen Betriebsebene einschließt.<sup>34</sup> In den E-Energy-Modellregionen wird simuliert, welches Optimierungspotenzial IKT zur Erreichung der Zielkriterien Wirtschaftlichkeit (ökonomische Effizienz), Versorgungssicherheit (Sicherheit, Qualität und Leistungsfähigkeit) sowie Umweltverträglichkeit (ökologische Ziele) im Stromsystem der Zukunft leisten kann. In den regional aufgestellten Modellregionen werden integrative Konzepte entwickelt und praxisnah erprobt, mit dem Ziel, das Gesamtsystem der Elektrizitätsversorgung von der Erzeugung über Transport und Verteilung bis hin zum Verbrauch zu optimieren. Allen Modellregionen ist gemein, dass sie einen auf den regionalen Spezifika aufbauenden „E-Energy Marktplatz“ entwickeln.<sup>35</sup>

Exemplarisch werden im Folgenden vier Modellregionen herausgegriffen und im Hinblick auf ihre spezifischen Ansätze zur Organisation und Ausgestaltung eines Marktplatzes bzw. einer wertschöpfungsstufenübergreifenden, plattformbasierten Interaktion hin untersucht. Diese sind zum Teil sehr unterschiedlich organisiert, legen verschiedene Schwerpunkte und verwenden ein für die Modellregion spezifisches Vokabular.

Ein Fokus der Untersuchung liegt auf der unterschiedlichen Schwerpunktsetzung der Modellregionen in Bezug auf den Geltungsbereich von netzfokussierten und marktlichen Aktivitäten bei plattformbasierten Interaktionen. Es wird keine Wertung zur Güte oder Praktikabilität der Ansätze vorgenommen.

Der im folgenden Unterkapitel 4.3.1 vorgestellte Fragenkatalog bildet den Untersuchungsrahmen. Die Fragen wurden mit den relevanten Ansprechpartnern in den Modellregionen diskutiert. Die Ergebnisse der Diskussion werden in Unterkapitel 4.3.2 vorgestellt.

#### 4.3.1 Fragenkatalog

Grundsätzlich fokussieren die Fragen auf die konkrete Organisation und Ausgestaltung der E-Energy Marktplätze. Dabei wird – soweit vorhanden – auf bereits veröffentlichte Dokumentationen der einzelnen Modellregionen zu diesem Themenkomplex eingegangen. Der Fragenkatalog kann somit je nach Modellregion leicht variieren und wird nachstehend in seinen Grundzügen beschrieben.

Einleitend wird zunächst der Frage nachgegangen, was in der Modellregion grundsätzlich unter einem Marktplatz bzw. einer Marktplattform verstanden wird. Daran knüpft die Frage an, welche Akteure auf dem Marktplatz aktiv sind. Es wird hierbei davon ausgegangen, dass über das konventionelle Akteursgeflecht im energiewirtschaftlichen Wertschöpfungsprozess hinaus neue Rollen relevant und damit neue Akteure auf der Plattform aktiv werden. Diese sind im Rahmen des Gespräches zunächst zu identifizieren

---

<sup>34</sup> Ebenda.

<sup>35</sup> Ebenda.

und mit dem für die Modellregion spezifischen Vokabular zu benennen. Im Anschluss daran soll detailliert untersucht werden, ob und wenn ja welchem Akteur auf der Plattform eine Moderations- bzw. Steuerungsrolle zukommt. Diese Frage resultiert aus den Erkenntnissen aus der Theorie, dass ein Plattformbetreiber den Handel auf der Plattform ermöglicht und damit zur Reduktion des Koordinationsproblems beiträgt.<sup>36</sup> Weiterhin wird danach gefragt, wie sich die Aufgaben von Vertrieb, Erzeugung und der Lastseite ändern. Überdies ist in diesem Kontext relevant, welche Rolle das Netz für die Plattform spielt und wo aus Sicht der Modellregion die Grenzen zwischen Markt (nicht reguliert) und Netz (reguliert) verlaufen. Im Hinblick auf die Errichtung der Plattform stellt sich außerdem die Frage, welche Infrastruktur aufzubauen ist. Damit sollen zunächst die grundsätzlichen organisatorischen Charakteristika der Plattform skizziert werden.

Im Hinblick auf die Ausgestaltung der Plattform wird im Anschluss erörtert, welche Produkte auf der Plattform gehandelt werden. Je nach Ausgestaltung in der Modellregion sind unterschiedliche Konstellationen denkbar. Mögliche Produkte können Information (Daten), Energie (Kilowattstunden), Kapazitäten oder Weitere sein. Hierunter können auch Dienstleistungen („Services“) fallen. In Abhängigkeit des Plattformdesigns ist dann interessant, in welcher Konstellation Produkte, Akteure und Geschäftsmodelle zusammenkommen. Je nach Schwerpunktsetzung der Modellregion sind hier sehr unterschiedliche Anwendungsfälle denkbar. In diesem Zusammenhang wird auch danach gefragt, nach welcher Systematik Angebot und Nachfrage auf der Plattform zusammengebracht („Matching“) werden, d.h. welcher Marktmechanismus hinterlegt ist.

An die Fragen zur konkreten Ausgestaltung schließen sich Fragen zur Einordnung der Plattform in das marktliche Umfeld an. In diesem Zusammenhang wird adressiert, wie bilaterale Konstellationen, also Transaktionen, die nicht über die Plattform laufen, einzuordnen sind. Weiterhin ist in diesem Zusammenhang interessant, ob eine Koexistenz mehrere Plattformen denkbar ist und inwiefern diese sich möglicherweise ergänzen, bspw. für unterschiedliche Produkte oder geografische Besonderheiten. Im Hinblick auf den Zugang zur Plattform wird gefragt, wer auf der Plattform aktiv werden kann und ob es bestimmte Voraussetzungen technischer oder formeller Natur gibt. Außerdem wird um eine Aussage gebeten, wo die Grenzen der Plattform liegen (z.B. technisch oder geografisch) und welche Schnittstellen es zu anderen Märkten (z.B. der EEX oder dem Markt für Regenergie/Systemdienstleistungen) gibt. Ein weiterer wichtiger Punkt ist die Frage nach der Konformität zum gegenwärtigen energiewirtschaftlichen Rechtsrahmen. Abschließend soll eine Einschätzung getroffen werden, welchen Mehrwert die Plattform liefert.

Die Befragungen sind entweder telefonisch oder vor Ort erfolgt, jeweils mit einem oder mehreren zuständigen Experten aus der Modellregion.

Im folgenden Abschnitt werden die Ansätze aus vier Modellregionen vorgestellt.

---

<sup>36</sup> Vgl. Abschnitt 4.2.

### 4.3.2 Praxisbeispiel: erste Ansätze aus den E-Energy-Modellregionen

Für das Praxisbeispiel wurden aus den insgesamt sechs Modellregionen vier ausgewählt, die unterschiedliche Ansätze bei der Ausgestaltung ihrer Marktplätze verfolgen. Dies sind die Modellregionen eTelligence in Cuxhaven, die Modellregion MeRegio aus Karlsruhe, die Modellregion Harz (RegModHarz) sowie die Modellregion Mannheim (moma). Im Verlauf der Darstellung wird deutlich werden, dass die Rolle des Netzbetreibers im Kontext des Marktplatzes sehr unterschiedlich interpretiert und ausgestaltet wird. Die Darstellung erfolgt in Anlehnung an den in Kapitel 4.3.1 vorgestellten Fragenkatalog.

#### **Modellregion eTelligence**

Das Projekt eTelligence<sup>37</sup> repräsentiert die Stadt Cuxhaven, die durch einen hohen Anteil erneuerbarer Energien (insbesondere Windenergie) geprägt ist. Ein Schwerpunkt von eTelligence ist ein regionaler Strommarkt, der dezentrale Erzeuger, Verbraucher mit verschiebbaren Lasten, Energiedienstleister und Netzbetreiber zusammenführt. Dahinter steht die Zielsetzung, durch den effektiven Einsatz bzw. die effektive Verknüpfung der Anlagen das Potenzial an erneuerbaren Energien optimal zu nutzen und einen verbesserten Ausgleich von Angebot und Nachfrage zu schaffen.

Die Akteure, die auf dem Markt aktiv werden, sind mithin Energielieferanten, der Verteilnetzbetreiber (EWE Netz), ein Market-Maker, eine Kläranlage, drei Blockheizkraftwerke (BHKW) unterschiedlicher Größe und ein virtuelles Kraftwerk (bestehend aus zwei Kühlhäusern, einem Windpark sowie einer PV-Anlage). Das virtuelle Kraftwerk bündelt aus Windenergie resultierende schwankende Erzeugungsmengen mit stetigen Erzeugungseinheiten<sup>38</sup> und Lasten und veredelt diese zu einem beständigen Fahrplan. Besondere Relevanz kommt in diesem Konstrukt den innovativen Möglichkeiten zur Stromspeicherung zu. Bei hoher Verfügbarkeit an Windenergie können Kühlhäuser ein überschüssiges Angebot an Windenergie abnehmen und weiter herunterkühlen. Besteht hingegen ein hoher Energiebedarf, wird der Kühlprozess auf die erforderliche Mindestkühltemperatur zurückgefahren und so der Anlageneinsatz im virtuellen Kraftwerk optimiert.

Alle Akteure werden über den Markt in das regionale Energieversorgungssystem integriert, indem sie am dezentralen Stromhandel teilnehmen. Gehandelte Produkte auf dem Markt sind einerseits Wirkleistung (kWh) im tatsächlichen Handel sowie Blindleistung (kVA) im simulierten Handel. Weitere Produkte (Kapazitäten, Informationen) werden nicht gehandelt. Die Zeithorizonte der Handelsgeschäfte sind day-ahead im tatsächlichen Handel sowie zusätzlich auch intra-day im simulierten Handel. Das heißt,

---

<sup>37</sup> Basis für die Modellregion eTelligence sind die verfügbaren Informationen auf <http://www.e-energy.de/de/etelligence.php> sowie auf Basis eines Gesprächs mit Experten (Johannes Steunenberg, BTC Business Technology Consulting AG, Dr. Enno Wieben, EWE Netz GmbH) aus der Modellregion.

<sup>38</sup> Ursprünglich war die Einbindung einer Biogasanlage zur Verstärkung der Last angedacht, jedoch konnte die Differenz zwischen Direktvermarktung und EEG-Vergütung für diese Biogasanlage durch das Projekt nicht finanziert werden.

die Prognosefähigkeit ist hier von besonderer Relevanz. Der zu Grunde liegende Handelsmechanismus ist ein kontinuierlicher Handel. Das bedeutet, dass während der Handelsperiode jederzeit Kaufs- und Verkaufsangebote am Markt platziert werden können.

Die „unsichtbare Hand“ des Marktes sorgt dafür, dass Angebot und Nachfrage zusammengeführt werden. Einen Akteur, dem eine Steuerungsrolle auf dem Marktplatz zukommt, gibt es mithin nicht. Sobald zwei Aufträge vorliegen, die gegeneinander ausgeführt werden können, findet eine Transaktion statt (1:1-Matching). Kommt es nicht zu einem Geschäftsabschluss, verbleiben die Gebote mit einer Lieferzeit in der Zukunft in einem Orderbuch und werden mit weiteren auf dem Marktplatz eingehenden Geboten geprüft. Ein Market Maker stellt seine Gebote day-ahead ein und sorgt so für Liquidität.

Im Folgenden werden die angebotenen Produkte aus Akteursperspektive erläutert. Die BHKWs bieten am Marktplatz einen Fahrplan (Wirkleistung) an. Dieser wird erstellt anhand des Wärmebedarfs (mit der Möglichkeit, diesen durch einen thermischen Speicher zu verschieben) sowie auf Basis einer Preisprognose für den Folgetag.

Beim virtuellen Kraftwerk wird aus fluktuierenden erneuerbaren Lasten, nicht fluktuierenden erneuerbaren Lasten sowie regelbaren Lasten ebenfalls ein Fahrplan für den Folgetag erstellt und am Marktplatz angeboten.

Auch der Verteilnetzbetreiber nimmt als aktiver Marktplatztteilnehmer am Handel teil. Zur Spannungshaltung kann er im simulierten Handel mit Blindleistung<sup>39</sup> handeln, die durch Erzeugungsanlagen (z.B. PV- oder Windkraftanlagen) gezielt bereitgestellt wird. Durch seine Handelsteilnahme kann der Netzbetreiber aktiv zur Systemstabilität beitragen, indem er durch den gezielten Handel mit Blindleistung potenzielle Netzausbauerefordernisse reduzieren kann. Diesem Ansatz liegt der Gedanke zu Grunde, dass Blindleistung lokal benötigt und durch PV- oder Windanlagen ebenso lokal bereitgestellt werden kann. Eine Anbindung an eine nationale Börse ist aus Sicht der Modellregion demzufolge weder notwendig noch sinnvoll, da gerade die regionalen erzeugungs- und netzzeitigen Bedürfnisse am Marktplatz reflektiert werden sollen.

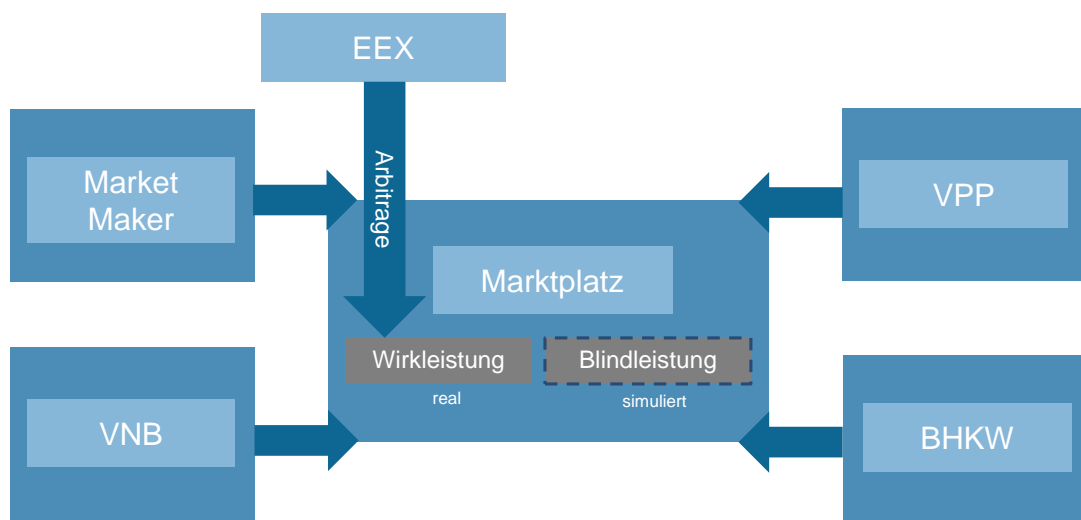
---

**39** Neben der Wirkleistung tritt beim Energietransport auch Blindleistung auf. Sie entsteht, wenn in einem mit Wechselstrom betriebenen Netz mehr Energie zwischen Erzeuger und elektrischem Verbraucher (bspw. einer Maschine) fließt, als in der selben Anzahl von Perioden vom Verbraucher umgesetzt werden kann. Blindleistung fällt sowohl im Netz selbst als auch bei den am Netz angekoppelten Verbrauchern an. Sie pendelt dort hin und her, belastet das Netz zusätzlich und stiftet zunächst keinen direkt erkennbaren Nutzen im Netz. Allerdings wird Blindleistung auf Verbraucherseite benötigt, damit sich Generatoren drehen und im Netz, damit Wirkleistung (also die tatsächliche Nutzleistung, die in Bewegung, Licht oder Wärme umgesetzt wird) transportiert werden kann. Das Netz muss somit für die Scheinleistung ausgelegt sein, d.h. für die geometrische Summe aus Wirkleistung und Blindleistung. Während Wirkleistung die Frequenz beeinflusst, ist Blindleistung an die Spannung im Netz gekoppelt. Wird entgegen des konventionellen Energieflusses von einer höheren zur niedrigeren Spannungsebene Energie dezentral bspw. durch eine PV-Anlage eingespeist, geht Wirkleistung ins Netz. Folglich steigt die Spannung. Abhilfe schafft in diesem Fall die Einspeisung von Blindleistung, die eine spannungssenkende Wirkung hat. PV-Anlagen mit Wechselrichter oder Windkraftanlagen mit FACTS-Eigenschaft haben die Fähigkeit, kontrolliert Blindleistung bereitzustellen. Dadurch kann die nutzbare Transportkapazität (Scheinleistung) eines Netzes optimiert und entsprechend der EN 50160, die Kriterien zur Netzqualität festlegt, gehalten werden.

Folgende Aspekte zur Organisation des Marktplatzes sind noch relevant: Alle registrierten Akteure haben Zugang zum Marktplatz. Diskriminierungspotenzial einzelner Akteure besteht nicht, auch der Netzbetreiber ist als Marktteilnehmer den wettbewerblichen Marktmechanismen ausgesetzt. Technische Restriktionen bestehen insoweit, als dass der Marktplatz nicht auf große Lasten ausgelegt ist. Die Mechanismen sind auf ihre rechtliche Konformität mit dem deutschen Marktmodell geprüft. Durch den Handel mit Wirkleistung an der EEX ist Arbitrage möglich. Der Market Maker kann sich auf dem regionalen Marktplatz und an der EEX optimieren. Das Thema Regelenergie wird in der Modellregion eTelligence nicht weiter erörtert. Es wird eindeutig der Transportnetzebene zugeordnet. Diese ist in der gegenwärtigen Konstruktion nicht am Marktplatz aktiv bzw. Bestandteil der Modellregion.

Grafisch lässt sich die Ausgestaltung des Marktplatzes der Modellregion eTelligence in folgender Abbildung zusammenfassen. Dabei ist zu beachten, dass hier eine vereinfachte Darstellung der aktuell am Marktplatz aktiven Akteure gewählt wurde. Grundsätzlich ist der Marktplatz offen für weitere Anlagen (sowohl Erzeuger als auch Lasten). Weiterhin bestehen Anknüpfungspunkte zum Modellprojekt GridSurfer<sup>40</sup> im Rahmen der Initiative "Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT) für Elektromobilität" der Bundesregierung, welches auf der Modellregion eTelligence aufbaut.

Abbildung 4-2: Grafische Darstellung des Marktplatzes der Modellregion eTelligence



Quelle: WIK, eigene Darstellung.

Grundsätzliche Aussagen zur Quantifizierung des Mehrwertes von eTelligence können von der Modellregion noch nicht getroffen werden. Eine erste qualitative Evaluation ist aber bereits möglich.

<sup>40</sup> Weitere Informationen unter [http://www.ewe.de/ewe-macht-zukunft/grid\\_surfer.php](http://www.ewe.de/ewe-macht-zukunft/grid_surfer.php), Stand 14.11.2011



Hemmnisse werden aktuell dahingehend benannt, dass es noch keine standardisierte Plug&Play<sup>41</sup>-Verbindung gibt, die dazu führt, dass der für eine optimale Prozessabwicklung notwendige Automatisierungsgrad noch nicht erreicht ist. Auch hinsichtlich des notwendigen Anpassungsbedarfs bei den Prozessen selbst wird eine gewisse Trägheit bemerkt. Weiterhin werden Akzeptanzprobleme bei der Bilanzierung bzw. mengenmäßigen Abrechnung der Bilanzkreise seitens der Lieferanten bzw. Bilanzkreisverantwortlichen festgestellt. Außerdem wird es als schwierig eingestuft, tatsächlich einen liquiden regionalen Marktplatz zu etablieren. Dies ist aber auch nicht Ziel des Projektes, da es vorrangig um die Entwicklung neuer, regionaler Marktprodukte geht. Diese Einschätzung ist eng verknüpft mit der Tatsache, dass weiterhin Arbitrage zur EEX möglich ist (Handel mit Wirkleistung). Die Problematik besteht darin, dass die im Strommarkt maßgeblichen Preissignale der EEX keine regionalen Knappheiten (oder Überschüsse) in lokalem Verteilnetz und Erzeugungsstrukturen reflektieren. Weiterhin kristallisiert sich heraus, dass die Potenziale bei der Anlagenoptimierung im virtuellen Kraftwerksverbund in gewissen Konstellationen nicht voll ausgeschöpft werden können. Somit wird es aus Sicht des Betreibers eines virtuellen Kraftwerkes immer schwieriger, die einzelnen Anlagen attraktiv zu entlohnen, wenn diese ihre Flexibilität auch individuell und zu attraktiven Konditionen am Markt anbieten könnten. Perspektivisch könnte sich das Geschäftsmodell virtuelles Kraftwerk hier selbst überholen.

Ein positiver Nutzen wird dem Marktplatz im Hinblick auf die Handelsmöglichkeiten mit Blindleistung beigemessen. Hier ist keine Arbitrage möglich sondern die lokalen Umstände im Netz werden direkt am regionalen Marktplatz reflektiert. Allerdings findet der Handel mit Blindleistung bisher lediglich im simulierten Umfeld statt. Für einen tatsächlichen Handel müssten insbesondere die regulatorischen Implikationen klar definiert werden, da das unternehmerische Kalkül eines Netzbetreibers weitestgehend durch die regulatorischen Rahmenbedingungen bestimmt wird.

Folgende Denkanstöße für eine weitere Spezifizierung der Ausgestaltung einer plattformbasierten Interaktion lassen sich aus Sicht der Autoren aus der Diskussion mit den Experten der Modellregion eTelligence extrahieren. Die Handelsmöglichkeiten mit Blindleistung zeigen ein Dilemma auf. Da die Beschaffung von Blindleistung noch im simulierten Handel stattfindet, können die tatsächlichen Potenziale zur Reduktion von Netzausbau bzw. zu einer optimierten Netzsteuerung und -führung noch nicht erschlossen werden. Hier knüpfen sich perspektivisch zwei wesentliche Frage zur Optimierung der Netzstruktur an: Erstens, wo liegt aus technischer Sicht die Grenze zwischen einem notwendigen Netzausbau (Investitionen in Kupfer) und der Ausnutzung von Handelsprodukten zum effizienten Netzbetrieb. Und zweitens, wie werden die Handelsaktivitäten des Netzbetreibers regulatorisch eingestuft und welche Anreize bzw. Kompensationsmechanismen sollte es geben, die berücksichtigen, dass der Netzbetreiber Asset-Investitionen, die in einem regulatorischen Umfeld stattfinden, durch Han-

---

<sup>41</sup> Ein aus der IT-Branche stammender Begriff, der die Möglichkeit zum Anschluss von Geräten oder Anlagen an eine Schnittstelle beschreibt, ohne dass die Installation zusätzlicher Treiber oder weiterer Software notwendig ist. Die Geräte oder Anlagen sind sofort betriebsbereit.

delsaktivitäten in einem marktlichen Umfeld substituiert. Mit anderen Worten, wie wird eine Reduktion der Kapitalkosten (CAPEX) regulatorisch honoriert, wenn der Netzbetreiber seinen Netzausbaubedarf durch den Handel mit Blindleistung reduziert. Es muss also eine Antwort auf das Problem gefunden werden, dass der vermeintliche Mehrwert, den der Netzbetreiber durch den Handel mit Blindlast erzeugt (vermiedene Investitionen in Netzausbau), nicht am Markt entlohnt wird, sondern durch die hier nicht harmonisierte Schnittstelle zwischen regionalem Marktplatz und regulatorischen Rahmenbedingungen in ein „träges“ System überführt wird. In diesem schlagen sich kapitalkostenbezogene Effizienzanstrengungen erst mit einer deutlichen Verzögerung nieder. Der Umgang mit der Diskrepanz der Zeithorizonte zwischen den beiden Systemen (Optimierung der Netzstruktur über day-ahead-Handel mit Blindlast vs. Effizienzvorgaben im Turnus von aktuell fünfjährigen Regulierungsperioden) wird damit einer der wesentlichen Diskussionspunkte im Kontext Markt vs. Regulierung sein. Gleiches gilt für die Anreizwirkung des ab 2012 einzuführenden Qualitätselementes (kurz: Q-Element) für die Netzzuverlässigkeit. Hier wird ebenfalls eine ex-post-Perspektive eingenommen und das Q-Element wird alle drei Jahre als gleitender Durchschnitt aus den Jahren t-3 bis t-5 bestimmt. Neben diesen regulatorischen Fragen treten auch neue wettbewerbsökonomische Fragestellungen auf. Durch das Wissen um die eigenen Flexibilitäten (bspw. in Bezug auf die Bereitstellung von Blindleistung oder der Erzeugungskapazitäten) entstehen mit Blick auf die Anlagenbetreiber monopsonartige Strukturen und Informationsasymmetrien. Diese können sich Anlagenbetreiber am regionalen Marktplatz zu Nutze machen, indem sie das Wissen über die eigenen Kapazitäten privatisieren.

Mit eTelligence wird die einzige Modellregion vorgestellt, die bereits einen Marktplatz mit realen Handelsmöglichkeiten betreibt. Der folgende Abschnitt beschreibt die theoretischen Ansätze der Modellregion MeRegio.

### **Modellregion MeRegio**

Die Grundkonzeption von MeRegio<sup>42</sup> fußt auf einer besseren Vernetzung der Akteure bei einem hohen Anteil erneuerbarer Energien und dezentralen Erzeugungsstrukturen sowie einer aktiven Rolle des Verbrauchers. Eine zentrale Rolle spielt hierbei der E-Energy Marktplatz, der die verschiedenen Marktakteure miteinander vernetzt. Ausgangspunkt für eine konzeptionelle Fundierung der Interaktion zwischen den einzelnen Wertschöpfungsstufen ist die Entwicklung von vier Szenarien, in denen die einzelnen energiewirtschaftlichen Akteure über bestimmte technische Schnittstellen miteinander kommunizieren, Informationen austauschen und Zugang zu einer Handelsplattform haben.

Der Plattformgedanke wird vor diesem Hintergrund dahingehend interpretiert, dass es sich weniger um einen integrierenden Marktplatz handelt, der verschiedene Handelsmöglichkeiten miteinander verknüpft und optimiert, sondern vielmehr um ein Konstrukt,

---

<sup>42</sup> Basis für die Modellregion MeRegio sind die verfügbaren Informationen auf <http://www.e-energy.de/de/meregio.php> sowie auf Basis eines Gesprächs mit einem Experten (Dr. Harald Vogt, SAP Research) aus der Modellregion.

das aus einzelnen, anwenderbezogenen Szenarien („user cases“) besteht, die eine Plattform zur Kommunikation und Abwicklung ihrer jeweiligen Interessen nutzen.

Folgende vier Szenarien bilden das Grundgerüst für MeRegio<sup>43</sup>:

- Szenario 1 „Notifikationen“: In diesem Szenario wird simuliert, wie der Verbraucher dem Versorger (Lieferanten) Informationen über seinen Energieverbrauch zur Verfügung stellt. Dahinter steht das Ziel, dass der Versorger mit diesen Informationen Energieeinkauf und –lieferung besser prognostizieren kann.
- Szenario 2 „Handel“: Energie kann in diesem Szenario auf Stundenbasis auf einer Handelsplattform gehandelt werden. Der Verbraucher hat die Möglichkeit, direkt auf der Plattform aktiv zu werden.
- Szenario 3 „Laststeuerung“: Der Demand Side Manager (DSM) kommerzialisiert und optimiert schaltbare Lasten über die Plattform. Diese kann der Netzbetreiber im Falle eines Engpasses nutzen.
- Szenario 4 „Energieeffizienz“: Hier geht es um eine Verbesserung der Energieeffizienz in Unternehmen mit Hilfe organisatorischer und planerischer Maßnahmen. Die Definition dieser Maßnahmen wird zwischen den Akteuren über die Plattform koordiniert. Die Umsetzung der Maßnahmen kann so transparent nachverfolgt und dokumentiert werden. Dieses Szenario wird allerdings im Rahmen dieses Diskussionsbeitrages nicht weiter betrachtet.

Im Folgenden werden die Akteure, die in die einzelnen Szenarien involviert sind, skizziert.

In Szenario 1 und 2 nimmt der Haushaltskunde eine zentrale Rolle ein. In Szenario 1 liefert er seinem Energieversorger auf Basis von durch einen Smart-Meter erfasste Daten Informationen zu seinem geplanten Energieverbrauch und trägt somit zu einer besseren Prognosefähigkeit des Energielieferanten bei. In Szenario 2 kann der Haushaltskunde direkt am Energiehandel teilnehmen und seinen Energiebedarf über die Preissignale auf der Plattform optimieren. Alternativ können Agenten diese Funktion übernehmen. Ein Market Maker sorgt für die nötige Liquidität.

In Szenario 3 tritt neben dem Netzbetreiber mit dem DSM ein zusätzlicher Akteur in den Szenariorahmen ein. Der DSM übernimmt die Rolle des Aggregators von steuerbaren Lasten im Netz. Er tritt in ein Vertragsverhältnis mit dem Kunden zur Steuerung bzw. Abregelung des Verbrauchers. Der Eingriff beim Endkunden erfolgt über so genannte Steuerboxen, die über eine Schnittstelle mit den Endgeräten des Kunden verknüpft sind. Die Steuerboxen sind außerdem in der Lage, lokale Verbrauchsmuster zu „lernen“. Diese nutzt der DSM, um Fahrpläne zu erstellen, die einen voraussichtlichen Verbrauch wiedergeben. Er kann die verfügbaren Lasten auf der Plattform einbringen und

---

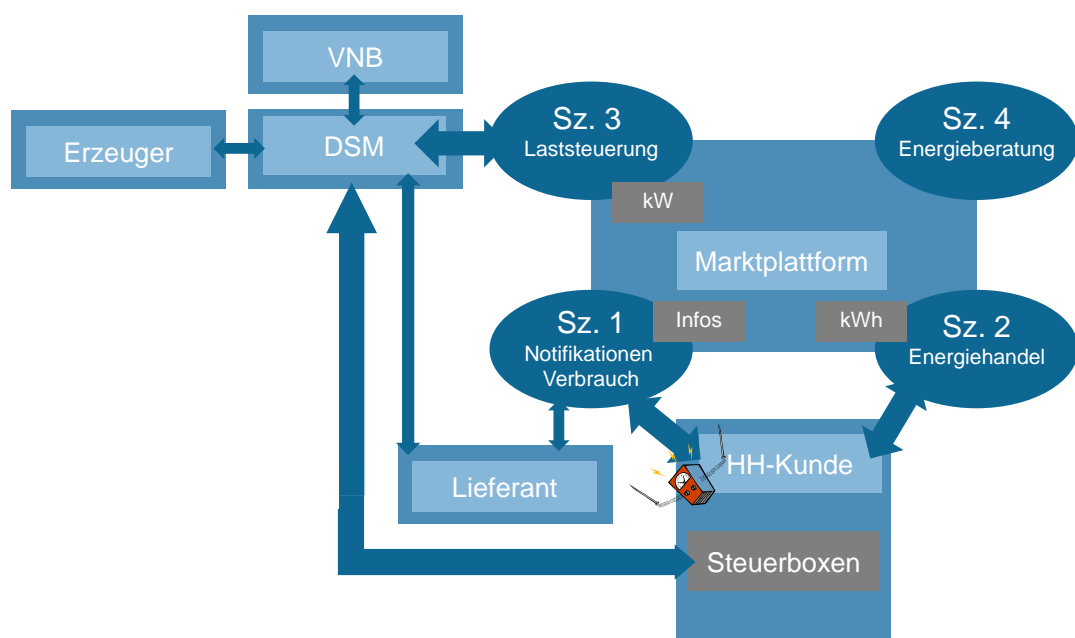
<sup>43</sup> Hier wird die Sichtweise von SAP dargestellt. Die Schwerpunktsetzung der anderen Projektpartner konnte aus Zeitgründen nicht dargestellt werden.

nachfragenden Akteuren (Netzbetreiber, Erzeuger, Lieferant) anbieten. Er nimmt somit eine Mittlerrolle („Aggregator“) ein. Die Optimierung der Schaltgänge bzw. der Einsatz der verfügbaren Kapazitäten erfolgt auf Basis der mit dem Verbraucher bestehenden Verträge. Jeder Eingriff auf Verbrauchsseite zieht eine Aktualisierung der (Verbrauchs-) Fahrpläne nach sich.

Der Netzbetreiber erstellt in diesem Szenario eine vorausschauende Lastflussberechnung, die kontinuierlich für die folgenden Stunden vorgenommen wird. Im Falle eines Engpasses kann er die flexiblen Lasten, die durch den DSM auf der Plattform verfügbar gemacht werden, kurzfristig einkaufen, um gegenzusteuern. Dadurch wird er als aktiver Marktteilnehmer auf der Plattform aktiv. Wichtig in diesem Zusammenspiel ist, dass die Rollen von Netzbetreiber und DSM strikt getrennt sind. Der DSM betreibt die Infrastruktur beim Endkunden, die notwendig ist, um Fahrpläne zu erstellen und Lasten zu steuern. Er kann jedoch nicht weitergehend in die Netzinfrastruktur eingreifen. Der Netzbetreiber wiederum kennt die individuellen Lastgänge einzelner Kunden nicht.

Die gehandelten Produkte umfassen somit Informationen (Szenario 1), Energiemengen (Szenario 2) und flexible Lasten (Szenario 3). In der folgenden Abbildung wird das Plattformkonstrukt im Rahmen der Modellregion MeRegio schematisch zusammengefasst.

Abbildung 4-3: Grafische Darstellung des Marktplatzes der Modellregion MeRegio



Quelle: WIK, eigene Darstellung.

Angebot und Nachfrage treffen sich je nach Szenario in unterschiedlicher Form. In Szenario 2 erfolgt eine kontinuierliche Auktion. Die Plattform bietet dem Verbraucher

Transparenz über die aktuellen Angebote. Er hat die Möglichkeit 24 Stunden am Tag und sieben Tage im Voraus zu handeln. Alternativ kann er einen Agenten zur Automatisierung einsetzen. Der Handel auf dem MeRegio-Marktplatz läuft grundsätzlich unabhängig von der EEX. Da es sich nur um eine Simulation handelt, ist im Gegensatz zum realen Handel bei eTelligence keine Arbitrage möglich.

Extrahieren lassen sich aus dem MeRegio-Ansatz folgende noch ungeklärte Anschlussfragen.

Mit dem Demand Side Manager tritt ein neuer Akteur in den energiewirtschaftlichen Wertschöpfungsprozess ein. Hier ist eine eindeutige Rollendefinition der entsprechenden Rechte und Pflichten eines DSM erforderlich. Insbesondere ist hier eine klare Abgrenzung zu den Aktivitäten des Netzbetreibers, die im regulierten Umfeld erfolgen, und den im marktlichen Umfeld stattfindenden Aktivitäten des DSM erforderlich.

Im Falle eines Engpasses kann der Netzbetreiber die vom DSM auf der Plattform dargebotenen schaltbaren Lasten nutzen, um den Netzzustand zu optimieren. Er wird dabei zum aktiven Marktteilnehmer. Es muss daher an der Grenze zwischen Markt und Regulierung eindeutig definiert werden, welcher Akteur wie weit in den Kompetenzbereich des anderen eingreifen darf und wie Grenzen und Schnittstellen verlaufen. Außerdem sind eindeutige Hierarchieebenen zwischen diesen beiden Akteuren zu entwickeln um für jede Transaktion auf der Plattform die Sicherstellung der Systemstabilität zu gewährleisten.

Fraglich ist weiterhin, wie die Schnittstelle zwischen Netzbetreiber und DSM überhaupt wirtschaftlich realisierbar ist. Aktuell erfolgt die Netznutzung über regulierte, relativ unflexible Netzentgelte. Optimierungen der Lastgänge und damit auch der Netzbeanspruchung werden durch die gegenwärtige Netzentgeltsystematik lediglich in Ansätzen erfasst. Erste Voraussetzungen dafür werden durch den neu eingeführten § 14a EnWG geschaffen. Dieser sieht die Einräumung reduzierter Netzentgelte durch den Verteilnetzbetreiber vor, wenn Lieferanten und Letztverbraucher im Gegenzug die Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen, die über einen separaten Zählpunkt verfügen, zum Zweck der Netzentlastung gestatten. Die Bedeutung des Lastenmanagements für andere Marktteilnehmer wie Erzeuger und Lieferanten ist allerdings noch nicht absehbar. Gleichzeitig muss geklärt werden, wie eine Rückkoppelung marktlicher Aktivitäten zur Engpassbehebung (Nachfrage von Kapazitäten auf der Plattform) des Netzbetreibers in der Regulierungssystematik erfolgt.

## RegModHarz

Der Ansatz der Regenerativen Modellregion Harz (RegModHarz<sup>44</sup>) beruht im Kern auf der Definition von fünf Geschäftsmodellen (GM) für eine Region mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien. Diese umfassen einen regionalen, dynamischen Stromtarif aus erneuerbaren Energien (GM 1), die Marktintegration von Strommengen aus erneuerbaren Energien und das Anbieten von Regelenergie (GM 2), Elektrofahrzeuge (GM 3), Stromspeicher (GM 4) und Netzdienstleistungen im Verteilnetz (GM 5). Die Geschäftsmodelle 3 und 4 werden hier nicht weiter erläutert.

Die Umsetzung von Geschäftsmodell 1 im Feldtest erfolgt auf der Verbraucherseite mit Hilfe eines Bidirektionalen Energiemanagement Interfaces (BEMI), das den dynamischen Tarif empfangen kann und je nach Preisentwicklung die elektrischen Geräte im Haushalt ansteuert. Gleichzeitig erfasst ein im Haushalt installierter Smart Meter den Stromverbrauch des Kunden in viertelstündlichen Intervallen. Das Besondere an dem Tarif mit insgesamt neun Preisstufen ist, dass der Strompreis dynamisch Stromangebot und –nachfrage berücksichtigt. Er ist dann besonders niedrig, wenn ein hoher Anteil der Stromerzeugung aus Wind und PV, also aus brennstofffreien, dafür aber witterungsabhängigen Energiequellen gegeben ist. Je größer der Bedarf an zusätzlicher Stromeinspeisung aus flexiblen Anlagen ist, desto höher ist der Strompreis.

Kernstück von Geschäftsmodell 2 ist eine Leitwarte. Ihre Aufgabe ist die Koordination und überregionale Vermarktung von Erzeugung und flexiblen Lasten im Landkreis Harz. Hier wird der Anlageneinsatz in Form eines virtuellen Kraftwerks koordiniert und visualisiert und es werden Fahrpläne für eine optimierte Vermarktung erstellt. Dahinter geschaltet ist die Rolle eines Poolkoordinators. Dieser handelt mit den aus erneuerbaren Energiequellen erzeugten Energiemengen und poolt kleine dezentrale Anlagen von verschiedenen Betreibern. Weiterhin bildet er die Schnittstelle zum Spot- und Regelenergiemarkt. Der optimierte Anlageneinsatz bildet die Grundlage für die vertrieblichen Aktivitäten in Geschäftsmodell 1.

Vor dem Hintergrund dieser Gegebenheiten lässt sich der Marktplatzgedanke von RegModHarz erklären. Die so genannte Marktplattform dient der transparenten Darstellung von Informationen, die zur Abwicklung von Geschäftsmodell 1 und 2 benötigt werden (bspw. Tarifinformationen oder Infos zu Erzeugung und Marktpreisen). Markttransparenz wird als wesentliche Grundlage für die Entwicklung eines freien Marktzugangs, auch für kleine Anbieter verstanden. Zudem können die Kunden des regionalen Stromtarifs die Marktplattform über einen personalisierten Zugang zur Auswertung ihres Verbrauchsverhaltens nutzen und Betreiber von Erzeugungsanlagen die Einspeisungen vergleichen.

---

<sup>44</sup> Basis für die Modellregion RegModHarz sind die verfügbaren Informationen auf <http://www.e-energy.de/de/regmodharz.php>, auf <http://www.regmodharz.de> sowie ein Gespräch mit Experten (Dirk Filzek, CUBE Engineering, Mareike Jentsch und Stephan Funke, beide Fraunhofer IWES) aus der Modellregion.

Die Netzperspektive (Geschäftsmodell 5) wird aktuell losgelöst von den anderen Geschäftsmodellen und Steuerungsmöglichkeiten (BEMI, Leitwarte) betrachtet, womit das im EnWG geforderte Unbundling berücksichtigt wird. Aktuell wird kein Bedarf für einen Handel von Netzdienstleistungen auf der Verteilnetzebene gesehen. Im Rahmen von Netzsimulationen wird allerdings untersucht, in welchen Situationen es zukünftig zu Netzengpässen kommen kann. Hier zeichnet sich ab, dass nicht eine Marktplattform, sondern ein Infoportal Verteilnetz die Smart-Grid-Verbindung zu den Anlagenbetreibern darstellen könnte. So haben die Netzbetreiber in die Anlagen in ihrem Netzgebiet Einblick und können bei kritischen Netzsituationen auch Veränderungen an deren Einspeisung vornehmen.

Hervorzuheben für den Ansatz der RegModHarz ist, dass in das Netz nicht eingegriffen wird und keine aktiv bzw. kommerziell induzierten Schaltungen vorgenommen werden. Somit übernimmt es in der Modellregion die Rolle eines dienenden Transportmediums.

Netzseitige Informationen werden allerdings erfasst. Zur Verbesserung der Beobachtbarkeit des Netzes werden so genannte PMUs (Phasor Measurement Units) ins 110 kV-Verteilnetz integriert. Damit werden Netzparameter wie Strom, Spannung und Frequenz dokumentiert. Durch die GPS-Synchronisation kann der aktuelle Zustand des elektrischen Netzes schnell festgestellt werden.

RegModHarz ist im Vergleich der Ansätze in diesem Diskussionsbeitrag die einzige Modellregion, bei der netzseitige Optimierungs- bzw. Handelsaktivitäten nicht über eine Marktplattform kommerzialisiert werden. Demgegenüber steht in Szenario 3 der MeRegio der DSM, der Lastgänge (kW) im Netz in enger Kooperation mit dem Verbraucher optimiert. eTelligence sieht den Netzbetreiber als aktiven Marktteilnehmer, der durch den Handel mit Blindleistung seinen Netzbetrieb optimieren kann.

Als Zwischenfazit lässt sich somit festhalten, dass die bisher betrachteten Modellregionen eine unterschiedliche Schwerpunktsetzung im Hinblick auf den zu Grunde liegenden Optimierungsansatz verfolgen. Grundsätzlich unterscheiden lassen sich dabei zwei Strategien. Einmal die lediglich erzeugungs- und verbrauchsseitige Optimierung von Energieangebot und Nachfrage (RegModHarz) unter Vernachlässigung der Netzseite. Andererseits eine zusätzliche Berücksichtigung der kapazitären Optimierung des Transportmediums Netz, entweder durch schaltbare Lasten (MeRegio) oder durch netzseitigen Handelsmöglichkeiten mit Blindlast (eTelligence), was ebenfalls zu einer verbesserten kapazitären Auslastung des Netzes führen kann. In beiden Fällen nimmt der Netzbetreiber die Rolle eines aktiven Marktteilnehmers ein.

Gemeinsam ist diesen Modellregionen, dass sie von bestimmten denkbaren Szenarien abstrahieren bzw. diese nicht weiter simulieren. Dazu zählen bei eTelligence der dezentrale Einsatz von Regelenergie oder eine Einbindung des Haushaltskunden über den Marktplatz, bei der RegModHarz eine aktive Einbindung des Netzes und bei MeRegio ebenfalls der Aspekt Regelenergie.

Näher betrachtet werden soll im Folgenden daher noch die Modellregion Mannheim (MoMa), die einen relativ komplexen Ansatz verfolgt und versucht, die von den vorgeannten Modellregionen jeweils ausgeklammerten Teilmärkte zu integrieren.

### **moma – Modellstadt Mannheim**

Die Modellregion Mannheim (moma)<sup>45</sup> verfolgt nach eigener Auskunft den Grundgedanken eines intelligenten „Energieorganismus“, der von einem intelligenten Energienetz durchzogen wird, das dezentral erzeugte Energie aus Sonne, Wind und Kraft-Wärme-Koppelung intelligent und verbrauchsnahe verteilt. Auf dem so genannten „Marktplatz der Energie“ können alle energiewirtschaftlichen Akteure interagieren und sind durch IKT miteinander vernetzt. Wesentliches Element dieses Ansatzes ist das „Smart Home“, also ein Objekt mit intelligenten Verbrauchern und Erzeugern, das auf Preissignale reagiert und sich aktiv in den Energiemarkt einbringt.

Ausgangspunkt für den Marktplatz ist die Definition von vier Geschäftsmodellen, die jeweils Teilmärkte bzw. -sektoren eines Energiesystems abbilden. Folgende Geschäftsmodelle werden unterschieden:<sup>46</sup>

- Geschäftsmodell 1 „Einzelhandelsmarkt“: In diesem Geschäftsmodell geht es um die Einführung von Demand Response-Programmen mit variablen Tarifen, bei denen der Kunde Energiekosten einsparen kann. Der Lieferant optimiert seine Vertriebsaktivitäten auf Grundlage neuer Verbrauchsprognosen unabhängig von Standard-Lastprofilen und kann so sein Beschaffungsportfolio optimieren. Dieses Geschäftsmodell ist eng geknüpft an Geschäftsmodell 2.
- Geschäftsmodell 2 „Großhandelsmarkt“: In diesem Geschäftsmodell geht es um eine Optimierung des Beschaffungsportfolios aus Lieferantensicht. Basis dafür ist eine bessere Harmonisierung von erzeugten und verbrauchten Energiemengen. Ein verändertes Verbrauchsverhalten wird durch preisliche Anreize stimuliert (zeit- und perspektivisch lastvariable Tarife). Die Herausforderung für den Lieferanten besteht darin, das Verbrauchsverhalten möglichst genau zu antizipieren.
- Geschäftsmodell 3 „Netzlastmanagement“: Kern dieses Geschäftsmodells ist eine Lastflussoptimierung durch den Netzbetreiber über das Instrumentarium variabler Netzentgelte, die in den dynamischen Gesamttarif aus Geschäftsmodell 1 überführt werden. Unter noch abschließend zu definierenden Voraussetzungen kann überdies eine aktive Steuerung der Netzlast durch den Netzbetreiber erfolgen. Die Details werden weiter unten im Hinblick auf das Zusammenspiel der Rollen Netzmoderator und Marktmoderator erläutert.

---

<sup>45</sup> Basis für die Modellregion Mannheim sind die verfügbaren Informationen auf [http://www.e-energy.de/de/modellstadt\\_mannheim.php](http://www.e-energy.de/de/modellstadt_mannheim.php) sowie ein Gespräch mit einem Experten (Dr. Robert Thomann, MVV Energie) aus der Modellregion.

<sup>46</sup> Vgl. Leprich et al. (2010).



- Geschäftsmodell 4 „Regelenergiemarkt“: Hier wird die Einbindung dezentraler Anlagen zur Bereitstellung von Minutenreserve simuliert. Organisiert wird dies durch einen so genannten Vermarkter, dessen Aufgabe darin besteht, den Beitrag der einzelnen Anlagen zu einem stetigen Kontrakt zusammenzuführen und daraus erfolversprechende Gebote in die Minutenreserveauktion einzubringen.

Zusammengeführt werden die Geschäftsmodelle auf dem „Marktplatz der Energie“. Dieser besteht im Kern aus der so genannten Netzzelle. Es wird als notwendig erachtet, dass eine spezifische Marktrolle mit dem Betrieb des Marktplatzes auch mit der Möglichkeit zur Delegation betraut wird. Diese Rolle soll nach dem moma-Konzept in erster Instanz der Verteilnetzbetreiber übernehmen.<sup>47</sup> Motivation für diese Rollenzuteilung ist die Überlegung, dass eine Instanz die physikalische Infrastruktur bereithalten muss, selbst wenn noch keine Lieferanten-Kundenbeziehung geschaffen wurde. Hinter dieser Konstruktion verbirgt sich auch die Maßgabe, dass die Aufrechterhaltung der Systemstabilität durch den Netzbetreiber oberste Priorität hat.

Der Netzbetreiber ist damit nach Auffassung der Modellregion Mannheim verantwortlich für ein sicheres Kommunikationsnetz, den Betrieb der Integrations- und Automatisierungsinfrastruktur sowie der Plattform für den regionalen Energiemarktplatz. Er ist überdies dazu verpflichtet, anderen Marktteilnehmern einen diskriminierungsfreien Zugang zur Marktplattform zu gewähren.<sup>48</sup>

Davor geschaltet ist die marktliche Ebene, die auf Anreizbasis funktioniert. Der Marktmoderator (Vertrieb) übernimmt hier die Moderation der Abwicklung der Geschäftsmodelle 1, 2 und 4. In der konkreten Ausgestaltung bedeutet dieses, dass die Plattformaktivitäten in zwei Ebenen abgewickelt werden. Der Netzmoderator ist der softwaregestützte, handelnde Akteur für den Netzbetreiber (Geschäftsmodell 3) und der Marktmoderator ist der softwaregestützte, handelnde Akteur für den Vertrieb mit einer direkten Schnittstelle zum Endkunden (Geschäftsmodelle 1 und 2) bzw. zum Vermarkter (Geschäftsmodell 4).

Das Zusammenspiel wird nachstehend erläutert.<sup>49</sup> Der Marktmoderator übermittelt day-ahead eine Verbrauchsprognose (Fahrpläne) an den Netzmoderator. Dieser leitet die entsprechende Lastsituation ab und berechnet auf Basis dieser ein variables Netzentgelt. Es reflektiert den prognostizierten Netzzustand und internalisiert damit Angebot von und Nachfrage nach Netzkapazitäten (Geschäftsmodell 3). Ein hohes bzw. ein niedriges Entgelt würde mithin eine (drohende) Engpasssituation widerspiegeln, ein mittleres Entgelt noch verfügbare Kapazitäten.

Das ermittelte variable Netzentgelt wird dann an den Marktmoderator übermittelt, der es in den Endkudentarif integriert (Geschäftsmodell 1 und dahinter geschaltet Geschäftsmodell 2). Dieser dynamische Tarif wird schließlich in das Smart Home einge-

---

<sup>47</sup> Vgl. MoMa (2011).

<sup>48</sup> Vgl. ebenda.

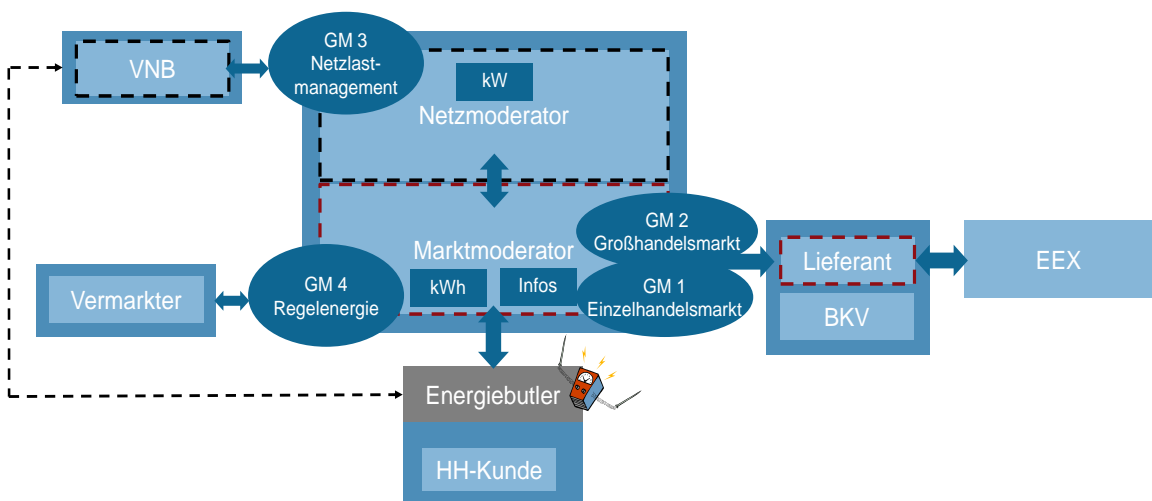
<sup>49</sup> Von Geschäftsmodell 4 wird hier abstrahiert.

spielt. Dies erfolgt über ein bidirektionales Energiemanagement-Interface (BEMI). Diese Schnittstelle einschließlich eines automatisch für den Kunden handelnde Energiemanager wird auch Energiebutler genannt. Im Detail funktioniert das Zusammenspiel wie folgt: Über das entsprechende Gateway erhält der Energiebutler Preissignale (Energiepreis, variables Netzentgelt) aus dem lokalen Energiemarkt. Entsprechend dieser Information optimiert der Energiebutler kostenseitig den Stromverbrauch bzw. die Stromerzeugung des Prosumers. Durch die Verknüpfung von den Geschäftsmodellen eins, zwei und drei kann somit eine Optimierung von lieferantenseitigen und netzseitigen Flexibilitäten erfolgen. Dies geschieht, indem Beschaffungsprozesse über die Schnittstellen Energiebutler und lokaler Marktplatz mit preislichen Anreizen zur Verbrauchssteuerung verknüpft werden (Höhe des Netzentgeltes je nach Netzzustand), so dass die Verbraucher durch Ausnutzung von Lastverschiebungspotenzialen nicht nur finanziell profitieren, sondern durch tarifliche Anreize gleichzeitig einen Beitrag zur dezentralen Regelung des Verteilnetzes leisten. Dies erfolgt im Zeithorizont day-ahead.

Noch nicht abschließend diskutiert in der Modellregion ist, auf welcher vertraglichen Basis der Netzbetreiber auch direkte Schaltungen an den Kundenanlagen vornehmen darf (im Sinne des § 14a EnWG) und welche Eskalationsstufen bzw. Iterationen insbesondere für kurzfristig notwendige (intra-day) Maßnahmen zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität eingeführt werden.

Folgende Abbildung fasst den Ansatz der Modellregion Mannheim graphisch zusammen.

Abbildung 4-4: Grafische Darstellung des Marktplatzes der Modellregion MoMa



Folgende interessante Aspekte lassen sich festhalten: Mit der Modellregion Mannheim gibt es einen integrierten Ansatz, der durch beschaffungsseitige Preissignale und Rückkoppelung mit verbrauchsseitigen Lastgangprognosen Energieangebot und Energieeinsatz optimiert und dabei gleichzeitig eine effiziente, stabile Fahrweise des Netzes berücksichtigt. Die Steuerungsinstanz wird in diesem Gebilde eindeutig dem Netz zugeordnet, das sozusagen als „last resort“ über allen marktlichen Aktivitäten steht. Allerdings stellt sich hier die Frage, wie die vertriebs-, verbrauchs- und netzseitigen Aktivitäten bzw. Prioritäten zu dem Erfordernis eines unbundlingkonformen Rahmens stehen. Nach Auffassung der Modellregion wurde durch die zwei Instanzen Marktmoderator und Netzmoderator ein Modell entwickelt, das den Grundsätzen des Unbundling Rechnung trägt.

In Geschäftsmodell 3 hat der Netzbetreiber die Möglichkeit, durch das Instrument des variablen Netzentgeltes Netzausbaubedarf zu reduzieren. Analog zu den entsprechenden Möglichkeiten des Netzbetreibers zum Lastmanagement (MeRegio) bzw. zum Handel mit Blindleistung (eTelligence) ist auch in diesem Kontext offen, wie mit den Maßnahmen des Netzbetreibers zur Optimierung des Netzzustandes regulatorisch umgegangen wird.<sup>50</sup> Allerdings unterscheidet sich der Ansatz von moma von den Ansätzen in den Modellregionen eTelligence und MeRegio in der Hinsicht, dass der Netzbetreiber hier nicht die Rolle eines aktiven Marktteilnehmers einnimmt, der durch den Einkauf von Netzdienstleistungen oder verfügbare Lasten seinen Netzzustand optimiert. Vielmehr soll ein Optimum dadurch gefunden werden, dass über das Instrument des variablen Netzentgeltes das Ziel eines stetigen Lastflusses in den Endkumentarif internalisiert und vom Energiebutler in ein angemessenes Verbrauchsverhalten überführt wird. Letztlich werden Anreize gesetzt, die dazu beitragen, dass sich marktliche Wirkungen entfalten können. Die Schnittstelle Markt vs. Regulierung definiert sich in der Modellregion Mannheim somit nicht über Handelsaktivitäten des Netzbetreibers am Marktplatz, sondern vielmehr durch seine zentrale Rolle als Marktplatzbetreiber. Moma vertritt die Auffassung, dass die notwendigen Infrastrukturmaßnahmen, die der Netzbetreiber zum Aufbau der Plattform bzw. zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität ergreift, im Rahmen der Anreizregulierung Anerkennung finden sollten.<sup>51</sup>

Der Mehrwert des Marktplatzes in der Modellregion Mannheim lässt sich zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht eindeutig quantifizieren. Leprich et al. (2010) untersuchen den potenziellen Mehrwert der Geschäftsmodelle Netzlastmanagement, Großhandelsmarkt und Regelenergiemarkt nach zwei Jahren Projektlaufzeit und ziehen ein Zwischenfazit. Die Autoren kommen zu dem Ergebnis, dass sich der mögliche zu erwirtschaftende Mehrwert bisher eher knapp bemisst.<sup>52</sup> Eine detaillierte Betrachtung ist Gegenstand zukünftiger Forschung auf Basis der gewonnenen Daten aus den Feldversu-

---

<sup>50</sup> Diese Fragestellung wird auch durch die Modellregion im weiteren Projektverlauf untersucht und es werden ggf. Empfehlungen abgegeben.

<sup>51</sup> Vgl. MoMa (2011).

<sup>52</sup> Eine detaillierte Betrachtung ist nach Auskunft der Modellregion Gegenstand zukünftiger Forschung auf Basis der gewonnenen Daten aus den Feldversuchen.

chen. Dies ist nach Auffassung der Autoren unter anderem darauf zurückzuführen, dass in den betrachteten Teilmärkten noch erheblicher Bedarf zur Konkretisierung der regulatorischen und marktlichen Rahmenbedingungen besteht. Beispiele dafür sind Anpassungen in der Anreizregulierung, sowie die Abkehr von Standardlastprofilen. Außerdem müssen bestimmten Voraussetzungen geschaffen sein wie etwa das tatsächliche Vorliegen von Netzengpässen (Geschäftsmodell Netzlastmanagement) oder die Erreichbarkeit hoher Intraday-Margen bei der Optimierung des Beschaffungsportfolios und der Überführung in preisliche Anreizstrukturen für Endverbraucher. Grundsätzlich zeichne sich aber ein Mehrwert dadurch ab, dass durch die Marktplattform eine Mobilisierung von Flexibilitäten im System bzw. der Nachfrageseite möglich ist. Dies könne perspektivisch zu einer effizienteren Ressourcenallokation führen.<sup>53</sup>

#### 4.4 Zwischenfazit

Der Theorie der zweiseitigen Märkte bildet den Ausgangspunkt für die Untersuchungen zu plattformbasierten Ansätzen in den E-Energy-Modellregionen. Plattformbasierte Interaktion auf Basis von IKT spielen in allen Modellregionen eine Rolle. Aus der Analyse geht allerdings hervor, dass diese Ansätze von einer hohen Diversität geprägt sind. Die fokussierte Betrachtung der Schnittstelle zwischen regulierter Netzebene und Marktplatz zeigt, dass in den einzelnen Modellregionen sehr unterschiedliche Verständnisse zur Rolle des Netzes vorherrschen. Während das Netz in der Modellregion eTelligence als aktiver Marktteilnehmer am simulierten Handel mit Blindleistung teilnimmt, hat es in der Modellregion MeRegio je nach Szenario ebenfalls eine aktive (Einkauf von verfügbaren Lasten am Marktplatz) oder passive Rolle. In der Modellregion RegModHarz wird dem Netz eher eine dienende Funktion zugesprochen. In der Modellregion Mannheim nimmt das Netz bzw. der Netzbetreiber in seiner Rolle als Marktplatzbetreiber und Netzmoderator eine zentrale Rolle auf dem Marktplatz ein. Aus dieser Betreiberrolle resultiert, dass der Netzbetreiber nicht gleichzeitig auch aktiver Marktplatztteilnehmer sein kann. Trotzdem wird die Optimierung des Netzzustands dadurch, dass er über das Instrumentarium variabler Netzentgelte, das in die dynamische Tarifstruktur des „Smart Home“ eingebunden wird, einer marktlichen Steuerungssystematik überlassen. Dies führt dazu, dass über preisliche Anreize das Angebot von und die Nachfrage nach Netzkapazitäten optimiert werden, soweit die Systemstabilität nicht gefährdet ist.

Dadurch wird deutlich, dass die einzelnen Modellregionen unterschiedlicher Auffassung sind, wo die Grenzen zwischen Markt und der (regulierten) Wertschöpfungsstufe Netz zu ziehen sind und wie weit die Kompetenzen der Akteure reichen. Im Wesentlichen kann hier zwischen netzbetreiberdominierten (MoMa) und marktdominierten (eTelligence, MeRegio, RegModHarz) Ansätzen unterschieden werden.

Der Blick ins Feld hat gezeigt, dass eine wesentliche Herausforderung darin bestehen wird, die Schnittstelle zwischen marktlichen und regulierten Wertschöpfungsstufen in

---

53 Vgl. Leprich et al. (2010).

diesem Transformationsprozess neu zu definieren, Rollen und Verantwortlichkeiten festzulegen und diese neuen Gegebenheiten in konsistente Anreizsysteme einzubetten, damit sich tragende Geschäftsmodelle möglich werden. Dies erfordert eine kritische Kompatibilitätsprüfung mit dem gegenwärtigen Regulierungsregime. Hier wird zu klären sein, in welchem Verhältnis die in den Modellregionen beschriebenen marktliche Aktivitäten des Netzbetreibers zu den regulatorischen Vorgaben zur Netzentgeltregulierung stehen. In diesem Kontext wird es auch relevant sein, für die neu aufzubauende Infrastruktur im Zusammenhang mit intelligenten Netzen und Marktplattformen zu definieren, wie weit sich der dingliche (Assets) und virtuelle (Informationen) Geltungsbereich eines natürlichen Monopols erstreckt. Dies ist eng verknüpft mit einer möglicherweise angepassten Rollendefinition des Netzbetreibers und einer Änderung bzw. Neufestlegung seines Geltungs- und Eingriffsbereichs (Eskalationsstufen zur Systemstabilität) sowie der Schnittstelle zu anderen Akteuren, die auf einer Marktplattform aktiv werden und Synergien mit der Netzebene heben (bspw. der Demand Side Manager). Geklärt werden muss in diesem Kontext auch, wer welche Infrastruktur aufbaut und betreibt (wer übernimmt die Rolle des Marktplatzbetreibers?) und inwiefern dies wiederum den Kompetenzbereich der Anreizregulierung tangiert.

Die Frage, ob und wenn ja welche Form der plattformbasierten Interaktion sich perspektivisch durchsetzen wird, kann der Blick auf die E-Energy-Modellregionen noch nicht beantworten. Isoliert werden konnten jedoch wesentliche Leit- bzw. Anschlussfragen, die es im Fortgang der Systemtransformation zu beantworten gilt. Auf diesen Erkenntnissen aufbauend sollen im folgenden Kapitel erste Überlegungen zum Mehrwert plattformbasierter Interaktionen angestellt werden. Diese zielen insbesondere auf das Erreichen einer effizienteren, wertschöpfungskettenübergreifenden Ressourcenallokation vor dem Hintergrund der Zielkriterien für ein Energiesystem mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien.

## 5 Mehrwert einer plattformbasierten Interaktion

Der Mehrwert einer plattformbasierten Interaktion lässt sich daran bemessen, inwiefern er aus gesamtwirtschaftlicher Sicht einen Beitrag zu einer effizienteren Ressourcenallokation leistet und damit die Zieltrias aus ökologischen Zielen, ökonomischer Effizienz sowie der Sicherheit, Qualität und Leistungsfähigkeit des Energiesystems optimiert.

Die EU Commission Task Force for Smart Grids (2010) hat ein Raster mit verschiedenen Key Performance Indikatoren (KPI)<sup>54</sup> für eine Mehrwertbetrachtung entwickelt, das für diese Überlegungen herangezogen wird.<sup>55</sup> Ähnliche Ansätze gibt es von EPRI (2010).

Tabelle 5-1: Key Performance Indikatoren als Gerüst für die Mehrwertbetrachtung

Mehrwert	KPI	Zielkriterien
Höhere Nachhaltigkeit	<ul style="list-style-type: none"> <li>Messbare Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen</li> <li>Einfluss der Netzinfrastruktur auf die Umwelt</li> </ul>	Ökologische Ziele
Angemessene Kapazität der Netze zur Aufnahme und Bereitstellung von Energiemengen	<ul style="list-style-type: none"> <li>Bereitstellung von Kapazitäten für dezentrale Erzeugungsmengen in Verteilernetzen</li> <li>Ermöglichung einer maximalen Einspeisung ohne Engpassrisiko in Transportnetzen</li> <li>Optimierter Einsatz von Kapital und Anlagen</li> </ul>	Sicherheit, Qualität und Leistungsfähigkeit des Energiesystems
Angemessener Netzzugang für alle Arten von Netznutzern	<ul style="list-style-type: none"> <li>Netzanschlussgebühren für Erzeuger, Verbraucher und Prosumer</li> <li>Methoden zur Berechnung von Netzentgelten</li> <li>Zeit zum Anschluss eines neuen Netznutzers</li> <li>Optimierung neuer Ausstattung, die zu einem bestmöglichen Kosten/Nutzen-Verhältnis führt</li> <li>Angemessene Innovationsgeschwindigkeit bei eindeutigen Standards</li> </ul>	Ökonomische Effizienz Sicherheit, Qualität und Leistungsfähigkeit des Energiesystems
Angemessenes Niveau an Sicherheit und Versorgungszuverlässigkeit	<ul style="list-style-type: none"> <li>Ratio aus Netzzuverlässigkeit, verfügbarer Erzeugungskapazität und Spitzenlast</li> <li>Anteil an Erzeugungsmengen aus erneuerbaren Energien</li> <li>Messbare Zufriedenheit der Netznutzer mit den erhaltenen Netzdienstleistungen</li> <li>Stabilität des Stromsystems</li> <li>Dauer und Häufigkeit von Unterbrechungen für den Kunden</li> <li>Spannungsqualität des Stromnetzes</li> </ul>	Sicherheit, Qualität und Leistungsfähigkeit des Energiesystems

<sup>54</sup> KPI sind Leistungskennzahlen anhand derer der Fortschritt oder Erfüllungsgrad hinsichtlich bestimmter Zielsetzungen (hier: die energiewirtschaftliche Zieltrias) oder kritischer Erfolgsfaktoren ( hier: z.B. eine höhere Nachhaltigkeit oder eine effizientere kapazitäre Auslegung des Netzes) gemessen werden können.

<sup>55</sup> Die Kommission orientiert sich dabei an der angelegten Begriffsdefinition für Smart Grids, die Kriterien können jedoch auch auf ein erweitertes Verständnis für das gesamte Energiesystem herangezogen werden.

Mehrwert	KPI	Zielkriterien
Verbesserte Effizienz und bessere Lieferqualität bei der Lieferung von Strom und im Netzbetrieb	<ul style="list-style-type: none"> <li>Höhe der Netzverluste im Übertragungs- und Verteilnetz</li> <li>Prozentuale Beanspruchung von Netzelementen</li> <li>Verfügbarkeit von Netzkomponenten und dessen Einfluss auf die Netzleistungsfähigkeit</li> </ul>	<p>Ökonomische Effizienz</p> <p>Sicherheit, Qualität und Leistungsfähigkeit des Energiesystems</p>
Erhöhtes Kundenbewusstsein und neue Akteure am Markt	<ul style="list-style-type: none"> <li>Teilnahme der Nachfrageseite am Energiemarkt und im Bereich Energieeffizienz</li> <li>Prozentsatz an Kunden, die dynamische Tarife nutzen</li> <li>Prozentsatz an Kunden, die unterbrechbare Lasten anbieten</li> <li>Messbare Veränderung der Nachfragemuster auf Basis neuer Tarifsysteme</li> <li>Prozentsatz für die Teilnahme an marktlichen Systemen für verschiebbare Lasten</li> <li>Prozentsatz der Verbraucher auf niedrigeren Spannungsebenen die Zugang zu Systemdienstleistungen haben</li> </ul>	<p>Ökonomische Effizienz</p> <p>Sicherheit, Qualität und Leistungsfähigkeit des Energiesystems</p> <p>Ökologische Ziele</p>

Quelle: EU Commission Task Force Smart Grids (2010), verkürzte Darstellung.

Weitere Nutzenaspekte, die die Task Force Smart Grids benennt, sind:

- Die Möglichkeit des Verbrauchers auf Basis der verfügbaren Informationen Entscheidungen zu seinem Energieverbrauch zu treffen;
- Die Schaffung eines Marktmechanismus für neue Energiedienstleistungen, z.B. Energieeffizienz oder Energieberatung für Verbraucher;
- Die Reduktion der Energierechnungen für Verbraucher.

Der aufgezeigte Kriterienkatalog ist weder abschließend noch sind zwangsläufig alle Kriterien gleichrangig relevant. Im Zuge der Entwicklung von intelligenten Netzen und plattformbasierten Interaktionen können sich die Schwerpunkte verlagern und neue KPI hinzukommen. Grundsätzlich gilt, dass viele der Kriterien bereits für das Energiesystem wie es heute besteht, relevant sind und vielmehr geprüft werden muss, ob sie von dem sich wandelnden System weiterhin erfüllt werden.

Spiegelt man diesen Kriterienkatalog an den Erkenntnissen aus den E-Energy-Modellregionen so sind zum gegenwärtigen Zeitpunkt robuste, quantifizierbare Aussagen zum Mehrwert der einzelnen Modellregionen kaum möglich.<sup>56</sup> Dafür sind die Systeme noch zu sehr in der Entwicklung begriffen und die Reflektion plattformbasierter Interaktionen in einem angepassten Rechtsrahmen hat noch nicht stattgefunden. Dies deckt sich mit der Einschätzung der befragten Experten aus den Modellregionen.

<sup>56</sup> Dies bestätigen auch erste quantitative Untersuchungen von Leprich et al. (2010) im Kontext der Modellregion Mannheim (MoMa).

Damit lassen sich auch noch keine stichhaltigen Abschätzungen zu einem tatsächlichen, volkswirtschaftlichen Nutzen respektive ein konkreter Beitrag plattformbasierter Interaktionen zur Optimierung der Zieltrias (vgl. Kapitel 2) ableiten. Allerdings können schon heute erste Ansatzpunkte identifiziert werden, an welchen Stellen perspektivisch ein Optimierungspotenzial im Hinblick auf die Zieltrias besteht.<sup>57</sup>

### *Ökologische Ziele*

Die Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen ist einer der wesentliche Treiber der Modellregionen. Diese kann unterstützt werden durch Demand-Response-Maßnahmen und den Einbau von Smart Metern und Steuergeräten (z.B. BEMI). Dies ist in allen Modellregionen der Fall. Dadurch werden Endkunden für Einsparpotenziale und Energieeffizienzmaßnahmen sensibilisiert. Falls jedoch der Energieverbrauch nur zeitlich verlagert wird, kann er zwar zu einer Glättung des Lastprofils beitragen, der tatsächliche Verbrauch und die damit verbundenen Emissionen werden jedoch nicht reduziert.

Weiteres Potenzial wird im Bereich der Reduktion von Netzverlusten (und damit der Reduktion der erforderlichen Erzeugungsmengen) durch den Einsatz von intelligenter Messtechnik im Netz gesehen. Perspektivisch könnte auch der Einsatz von Elektromobilen zur netzseitigen Stabilisierung der Einspeisung, Speicherung und Rückspeisung erneuerbarer Energien fungieren und damit einer effizienteren Nutzung der Energieresourcen führen.

Schließlich demonstrieren die Modellregionen, wie eine effizientere Integration dezentraler, erneuerbarer Erzeugungseinheiten möglich ist (bspw. Verstetigung der Fahrpläne durch Aggregation zu virtuellen Kraftwerken), die perspektivisch einen wesentlichen Beitrag zur Reduktion von CO<sub>2</sub>-Emissionen leisten können.

### *Ökonomische Effizienz*

Ein Potenzial zur Verbesserung der ökonomischen Effizienz besteht insbesondere im Hinblick auf eine plattformbasierten Interaktion der einzelnen Wertschöpfungsstufen. Über diese Marktplattformen können Angebots- und Nachfrageseite effizienter in Einklang gebracht und damit verfügbare Ressourcen besser allokiert werden. Ansatzpunkte sind hier beispielsweise der Informationsaustausch zu verfügbaren Flexibilitäten und darauf aufbauend die Aggregation und Verstetigung verfügbarer Erzeugungs- und Speicherkapazitäten sowie der entsprechenden Lastgänge. In allen betrachteten Modellregionen gibt es hierzu Ansätze in unterschiedlichen Ausprägungen. Perspektivisch könnten damit Aufwendungen für Investitionen (Anlagenzu- und Netzausbau) gemindert werden. In diesem Zusammenhang spielen Netzwerkeffekte eine zentrale Rolle: je mehr Akteure auf der Plattform aktiv sind und ihre Flexibilitäten einbringen, desto mehr können Netzbetreiber und Aggregatoren von diesen profitieren. Gleichzeitig trägt die Interaktionsmöglichkeit über eine Plattform selbst dazu bei, dass Transaktionskosten im Hinblick auf den Markteintritt bzw. die Marktteilnahme reduziert werden können. Dazu müssen faire Preissetzungsverfahren und eine faire Sozialisierung von Kosten und Nut-

---

<sup>57</sup> Vgl. JRC (2011).



zen entwickelt werden. Erst unter diesen Voraussetzungen können sich Geschäftsmodelle auf der Plattform tragen.

#### *Sicherheit, Qualität und Leistungsfähigkeit des Energiesystems*

Durch die Transformation des Energiesystems, insbesondere durch vermehrt dezentrale und fluktuierende Erzeugungseinheiten, werden die Sicherheit, Qualität und Leistungsfähigkeit des Systems vor neue Anforderungen gestellt. Hier besteht die Möglichkeit auf regionalen Marktplätzen Systemdienstleistungen zu handeln, die durch dezentrale Einheiten bereitgestellt werden, den Anlageneinsatz zu optimieren und damit gleichzeitig einen Beitrag zur effizienten Dimensionierung der Verteilnetze zu leisten. Auch hierzu gibt es in den Modellregionen Ansätze, z.B. der Handel mit Blindlast (eTelligence) oder die Einbindung dezentraler Anlagen in die Auktionierung von Minutenreserve (Moma). Diese Ansätze erfordern allerdings die Definition eindeutiger Hierarchieebenen unter der Prämisse der Aufrechterhaltung der Systemstabilität und gleichzeitig einen größtmöglichen Freiraum bei der Kommerzialisierung entsprechender Produkte und Dienstleistungen.

Eine robuste Einschätzung zum Mehrwert einer plattformbasierten Interaktion ist zum gegenwärtigen Zeitpunkt noch nicht möglich. Im Hinblick auf die vorgenannten Ansatzpunkte können die in Tabelle 5-1 aufgeführten KPI gegenwärtige vielmehr als Wertegerüst für den fortschreitenden Transformationsprozess gelten. Bevor robuste Aussagen zum Mehrwert bzw. zur Optimierung der Zieltrias gemacht werden können, müssen zunächst die in Kapitel 4.4 aufgeworfenen Anschlussfragen geklärt und in einen verbindlichen Rahmen gegossen werden. Auch in einem smarten Energiesystem wird, wie im konventionellen System auch, die Herausforderung darin bestehen, allen drei Komponenten der Zieltrias in gleichem Maße gerecht zu werden.

## 6 Fazit und Ausblick

Die Motivation für diesen Diskussionsbeitrag bestand darin, die Chancen einer plattformbasierten Interaktion vor dem Hintergrund des Transformationsprozesses des Energiesystems aus theoretischer und praktischer Sicht näher zu beleuchten. Dazu wird in einem ersten Schritt ein Zielsystem für ein zukünftiges Energiesystem mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien beschrieben (Kapitel 2). Die Darstellung in Kapitel 3 zeigt, dass die Chancen und Herausforderungen der einzelnen Wertschöpfungsstufen im Hinblick auf ein smart-grid-basiertes Energiesystem, das durch einem hohen Anteil erneuerbarer Energien geprägt ist, vielseitig sind.

In den theoretischen Überlegungen (Kapitel 4) wurde herausgearbeitet, dass die Theorie der zweiseitigen Märkte einen geeigneten Rahmen bildet, um Interaktionen auf der Plattform zu beschreiben, ihr Muster zu verstehen und entstehende Netzwerkeffekte zu erkennen. Ein Blick auf die praktischen Ansätze zu Marktplätzen in vier E-Energy-Modellregionen zeigt anschließend, dass die Ansätze zu plattformbasierten Marktplätzen sehr unterschiedlich ausgestaltet sind. Insbesondere im Fokus steht die unterschiedliche Interpretation der Rolle des Netzbetreibers und damit verbunden unterschiedliche Ansatzpunkte zur weiteren Ausgestaltung der Schnittstelle zwischen marktlichem und reguliertem Umfeld. Dieses Kapitel sensibilisiert für die wesentlichen Anschlussfragen, die in diesem Kontext noch einer weiteren Klärung bedürfen.

Aus diesem Grund ist es noch nicht möglich, konkrete, quantifizierbare Aussagen im Rahmen der in Kapitel 5 angestellten Mehrwertbetrachtung einer plattformbasierten Interaktion zur Optimierung der energiepolitischen Zieltrias zu formulieren. Einzelne Ansatzpunkte können zwar erkannt werden (z.B. eine effizientere Ressourcenallokation durch Aggregation von erzeugungs- und netzseitigen Flexibilitäten), doch haben die Modellregionen bis dato noch einen zu starken Demonstrationscharakter, um hier robuste Aussagen zu treffen. Außerdem muss für diese Untersuchungen geklärt werden, wie sich aus volkswirtschaftlicher Perspektive das Optimum bestimmt. Dies geht einher mit der Erfordernis der Definition neuer Rollen und Verantwortlichkeiten und der notwendigen Anpassungen im energiewirtschaftlichen Regelwerk.

Der Fortschritt der Entwicklung regionaler Marktplätze sollte durch ein kontinuierliches Monitoring begleitet werden. Für diesen Schritt können die dargestellten KPI eine Evaluationsbasis bilden.



## Literaturverzeichnis

- BDEW (2011): Diskussionspapier Smart Grids – auf dem Weg zu einem zukunftsfähigen Markt- und Regulierungsdesign, Berlin März 2011, Download via: [http://www.bdew.de/internet.nsf/id/18D2FD039FC0004CC1257880003D4F22/\\$file/2011-03-22%20Langfassung%20Smart%20Grids%20clean.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/18D2FD039FC0004CC1257880003D4F22/$file/2011-03-22%20Langfassung%20Smart%20Grids%20clean.pdf), Stand: 09. Dezember 2011.
- BDI (2011): Auf dem Weg zum Internet der Energie. Der Wettbewerb allein wird es nicht richten. Smart Grid. Paradigmenwechsel in Deutschland. BDI Drucksache Nr. 450, Mai 2011.
- BDI (2008): Internet der Energie - IKT für Energiemärkte der Zukunft. Die Energiewirtschaft auf dem Weg ins Internetzeitalter, BDI Drucksache Nr. 418, Berlin, Dezember 2008.
- Bertsch, J. und Growitsch, C. (2012): Smart Electricity Grids as multi-sided platforms, EWI Workingpaper No. 2, erscheint im Februar 2012.
- BMWi (2011): Zahlen und Fakten Energiedaten Nationale und Internationale Entwicklung, Stand 27.04.2011, Download via <http://www.bmwi.de/BMWi/Navigation/Energie/Statistik-und-Prognosen/energiedaten.html>, Stand: 04. Juli 2011.
- BMWi (2010): E-Energy, Auf dem Weg zum Internet der Energie, April 2009, Download via [http://www.e-energy.de/documents/BMWi\\_E-Energy\\_Flyer\\_deutsch\\_April\\_2009.pdf](http://www.e-energy.de/documents/BMWi_E-Energy_Flyer_deutsch_April_2009.pdf), Stand: 4. Juli 2011.
- bne (2011): Smart Grids und Smart Markets: die Wettbewerbliche Evolution intelligenter Vernetzung als Beitrag zur Energiewende, Download via [http://www.neue-energieanbieter.de/data/uploads/20111010\\_bne\\_positionspapier\\_smart\\_grids.pdf](http://www.neue-energieanbieter.de/data/uploads/20111010_bne_positionspapier_smart_grids.pdf), Stand: 25. Oktober 2011.
- Bundesnetzagentur (2012): „Smart Grid“ und „Smart Market“, Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems, Download via: [http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Sonderthemen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?\\_\\_blob=publicationFile](http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Sonderthemen/SmartGridEckpunktepapier/SmartGridPapierpdf.pdf?__blob=publicationFile), Stand: 24. Januar 2012.
- Dewenter, R. und Haucap, J. (2008): Wettbewerb als Aufgabe und Problem auf Medienmärkten: Fallstudien aus Sicht der Theorie zweiseitiger Märkte, Helmut-Schmidt-Universität, Fächergruppe Volkswirtschaftslehre, Diskussionspapier Nr. 78, Hamburg.
- Dewenter, R. (2006): Das Konzept der zweiseitigen Märkte am Beispiel von Zeitungsmonopolen, Helmut-Schmidt-Universität, Fächergruppe Volkswirtschaftslehre, Diskussionspapier Nr. 53.
- EU Commission Task Force for Smart Grids (2010): Expert Group 3: Roles and Responsibilities of Actors involved in the Smart Grids Deployment, EG3 deliverable – Final Draft (submitted for approval by the Steering Committee), 09. December 2010.
- Evans, D. und Schmalensee, R. (2007): The Industrial Organization of Markets with Two-Sided Platforms, Competition Policy International, Jg. 3, Heft 1, S. 151-179.
- Fraunhofer ISI (2011): Smart metering in Germany and Austria – results of providing feedback information in a field trial, Working Paper Sustainability and Innovation No. S 6/2011, Download via <http://isi.fraunhofer.de/isi-de/service/presseinfos/2011/pri11-13.php>, Stand: 13. Juli 2011.
- Haucap, J. und Wenzel, T. (2011): Wettbewerb im Internet: Was ist online anders als offline?, DICE Ordnungspolitische Perspektiven, Nr. 16, Düsseldorf.

- Joint Research Centre (JRC) at the European Commission (2011): Smart Grid projects in Europe: lessons learned and current developments, JRC Reference Reports, Download via:  
[http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/111111111/22212/1/smartgridprojects-report\\_final\\_pubsy.pdf](http://publications.jrc.ec.europa.eu/repository/bitstream/111111111/22212/1/smartgridprojects-report_final_pubsy.pdf), Stand: 23. September 2011.
- Leprich, U., Frey, G., Hauser, E., Hell, C., Junker, A. und Rosen, U. (2010): Der Marktplatz E-Energy aus elektrizitätswirtschaftlicher Perspektive, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Volume 34, Number 2, April 2010.
- Lichtblick (2010): SchwarmStrom die Energie der Zukunft, Hamburg, Oktober 2010. Download via [http://www.lichtblick.de/pdf/zhkw/info/zhkw\\_schwarmstrom.pdf](http://www.lichtblick.de/pdf/zhkw/info/zhkw_schwarmstrom.pdf), Stand: 28.06.2011.
- MoMa (2011): Arbeitspaket 5, AS 5.5 Untersuchung des technischen, energiewirtschaftlichen und regulatorischen Rahmens, Download via: [http://www.modellstadt-mannheim.de/moma/web/media/pdf/Bericht\\_zur\\_Nachhaltigkeit.pdf](http://www.modellstadt-mannheim.de/moma/web/media/pdf/Bericht_zur_Nachhaltigkeit.pdf), Stand: 07.10.2011.
- Müller, C., Growitsch, C. und Wissner, M. (2010): The economics of smart grids, Vortrag auf der CRNI 2010 am 19. November 2010 in Brüssel.
- Peitz, M. (2006): Marktplätze und indirekte Netzwerkeffekte, in: Perspektiven der Wirtschaftspolitik, 7, S. 317-333.
- Picot, A. (1982): Transaktionskostenansatz in der Organisationstheorie: Stand der Diskussion und Aussagewert, in: DBW Die Betriebswirtschaft, Jg. 42, S. 267-284, S. 270.
- Rochet, J.-C. und Tirole, J. (2006): Two-Sided-Markets: A Progress Report, RAND Journal of Economics, Vol. 37, S. 645-667.
- Rochet, J.-C. und Tirole, J. (2003): Platform Competition in Two-Sided Markets, Journal of the European Economic Association, Jg. 1, Heft 4, S. 990-1029.
- Valocchi, M., Juliano, J. und Schurr, A. (2010): Switching perspectives – creating new business models for a changing world of energy – IBM Institute for Business Value, Executive Report, Download via  
<http://public.dhe.ibm.com/common/ssi/ecm/en/gbe03289usen/GBE03289USEN.PDF>, Stand: 1. August 2011.
- VKU (2011): Positionspapier Stadtwerke in den Smart Grids der Zukunft, Berlin, Januar 2011, Download via: <http://www.vku.de/service-navigation/presse/publikationen/intelligente-netze.html>, Stand: 09. Dezember 2011.
- WIK-Consult, Fraunhofer ISI und Fraunhofer ISE (2006): Potenziale der Informations- und Kommunikations-Technologien zur Optimierung der Energieversorgung und des Energieverbrauchs (eEnergy). Studie für das Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Bad Honnef, Dezember 2006.
- Williamson, O. E. (1991): Comparative Economic Organization – The analysis of discrete structural alternatives, in: Administrative Science Quarterly, Bd. 36, S. 269-296.
- Wimmer, A. (2003): Wertschöpfungsnetzwerke und deren Umsetzung in der Finanzwirtschaft, Regensburg.
- Wissner, M. (2009): IKT, Wachstum und Produktivität in der Energiewirtschaft - Auf dem Weg zum Smart Grid, WIK-Diskussionsbeitrag Nr. 320, Bad Honnef, Mai 2009.

Als "Diskussionsbeiträge" des Wissenschaftlichen Instituts für Infrastruktur und Kommunikationsdienste sind zuletzt erschienen:

- Nr. 289: Dieter Elixmann, Ralf G. Schäfer, Andrej Schöbel:  
Internationaler Vergleich der Sektorperformance in der Telekommunikation und ihrer Bestimmungsgründe, Februar 2007
- Nr. 290: Ulrich Stumpf:  
Regulatory Approach to Fixed-Mobile Substitution, Bundling and Integration, März 2007
- Nr. 291: Mark Oelmann:  
Regulatorische Marktzutrittsbedingungen und ihre Auswirkungen auf den Wettbewerb: Erfahrungen aus ausgewählten Briefmärkten Europas, März 2007
- Nr. 292: Patrick Anell, Dieter Elixmann:  
"Triple Play"-Angebote von Festnetzbetreibern: Implikationen für Unternehmensstrategien, Wettbewerb(s)politik und Regulierung, März 2007
- Nr. 293: Daniel Schäffner:  
Bestimmung des Ausgangsniveaus der Kosten und des kalkulatorischen Eigenkapitalzinssatzes für eine Anreizregulierung des Energiesektors, April 2007
- Nr. 294: Alex Kalevi Dieke, Sonja Schölermann:  
Ex-ante-Preisregulierung nach vollständiger Marktöffnung der Briefmärkte, April 2007
- Nr. 295: Alex Kalevi Dieke, Martin Zauner:  
Arbeitsbedingungen im Briefmarkt, Mai 2007
- Nr. 296: Antonia Niederprüm:  
Geschäftsstrategien von Postunternehmen in Europa, Juli 2007
- Nr. 297: Nicole Angenendt, Gernot Müller, Marcus Stronzik, Matthias Wissner:  
Stromerzeugung und Stromvertrieb – eine wettbewerbsökonomische Analyse, August 2007
- Nr. 298: Christian Growitsch, Matthias Wissner:  
Die Liberalisierung des Zähl- und Messwesens, September 2007
- Nr. 299: Stephan Jay:  
Bedeutung von Bitstrom in europäischen Breitbandvorleistungsmärkten, September 2007
- Nr. 300: Christian Growitsch, Gernot Müller, Margarethe Rammerstorfer, Prof. Dr. Christoph Weber (Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Universität Duisburg-Essen):  
Determinanten der Preisentwicklung auf dem deutschen Minutenreservemarkt, Oktober 2007
- Nr. 301: Gernot Müller:  
Zur kostenbasierten Regulierung von Eisenbahninfrastrukturentgelten – Eine ökonomische Analyse von Kostenkonzepten und Kostentreibern, Dezember 2007
- Nr. 302: Patrick Anell, Stephan Jay, Thomas Plückebaum:  
Nachfrage nach Internetdiensten – Dienstearten, Verkehrseigenschaften und Quality of Service, Dezember 2007
- Nr. 303: Christian Growitsch, Margarethe Rammerstorfer:  
Zur wettbewerblichen Wirkung des Zweivertragsmodells im deutschen Gasmarkt, Februar 2008
- Nr. 304: Patrick Anell, Konrad Zoz:  
Die Auswirkungen der Festnetzmobilfunksubstitution auf die Kosten des leitungsvermittelten Festnetzes, Februar 2008
- Nr. 305: Marcus Stronzik, Margarethe Rammerstorfer, Anne Neumann:  
Wettbewerb im Markt für Erdgasspeicher, März 2008
- Nr. 306: Martin Zauner:  
Wettbewerbspolitische Beurteilung von Rabattsystemen im Postmarkt, März 2008
- Nr. 307: Franz Büllingen, Christin-Isabel Gries, Peter Stamm:  
Geschäftsmodelle und aktuelle Entwicklungen im Markt für Broadband Wireless Access-Dienste, März 2008

- Nr. 308: Christian Growitsch, Gernot Müller, Marcus Stronzik:  
Ownership Unbundling in der Gaswirtschaft – Theoretische Grundlagen und empirische Evidenz, Mai 2008
- Nr. 309: Matthias Wissner:  
Messung und Bewertung von Versorgungsqualität, Mai 2008
- Nr. 310: Patrick Anell, Stephan Jay, Thomas Plückebaum:  
Netzzugang im NGN-Core, August 2008
- Nr. 311: Martin Zauner, Alex Kalevi Dieke, Torsten Marnier, Antonia Niederprüm:  
Ausschreibung von Post-Universaldiensten. Ausschreibungsgegenstände, Ausschreibungsverfahren und begleitender Regulierungsbedarf, September 2008
- Nr. 312: Patrick Anell, Dieter Elixmann:  
Die Zukunft der Festnetzbetreiber, Dezember 2008
- Nr. 313: Patrick Anell, Dieter Elixmann, Ralf Schäfer:  
Marktstruktur und Wettbewerb im deutschen Festnetz-Markt: Stand und Entwicklungstendenzen, Dezember 2008
- Nr. 314: Kenneth R. Carter, J. Scott Marcus, Christian Wernick:  
Network Neutrality: Implications for Europe, Dezember 2008
- Nr. 315: Stephan Jay, Thomas Plückebaum:  
Strategien zur Realisierung von Quality of Service in IP-Netzen, Dezember 2008
- Nr. 316: Juan Rendon, Thomas Plückebaum, Iris Bösch, Gabriele Kulenkampff:  
Relevant cost elements of VoIP networks, Dezember 2008
- Nr. 317: Nicole Angenendt, Christian Growitsch, Rabindra Nepal, Christine Müller:  
Effizienz und Stabilität des Stromgroßhandelsmarktes in Deutschland – Analyse und wirtschaftspolitische Implikationen, Dezember 2008
- Nr. 318: Gernot Müller:  
Produktivitäts- und Effizienzmessung im Eisenbahninfrastruktursektor – Methodische Grundlagen und Schätzung des Produktivitätsfortschritts für den deutschen Markt, Januar 2009
- Nr. 319: Sonja Schölermann:  
Kundenschutz und Betreiberauflagen im liberalisierten Briefmarkt, März 2009
- Nr. 320: Matthias Wissner:  
IKT, Wachstum und Produktivität in der Energiewirtschaft - Auf dem Weg zum Smart Grid, Mai 2009
- Nr. 321: Matthias Wissner:  
Smart Metering, Juli 2009
- Nr. 322: Christian Wernick unter Mitarbeit von Dieter Elixmann:  
Unternehmensperformance führender TK-Anbieter in Europa, August 2009
- Nr. 323: Werner Neu, Gabriele Kulenkampff:  
Long-Run Incremental Cost und Preissetzung im TK-Bereich - unter besonderer Berücksichtigung des technischen Wandels, August 2009
- Nr. 324: Gabriele Kulenkampff:  
IP-Interconnection – Vorleistungsdefinition im Spannungsfeld zwischen PSTN, Internet und NGN, November 2009
- Nr. 325: Juan Rendon, Thomas Plückebaum, Stephan Jay:  
LRIC cost approaches for differentiated QoS in broadband networks, November 2009
- Nr. 326: Kenneth R. Carter with contributions of Christian Wernick, Ralf Schäfer, J. Scott Marcus:  
Next Generation Spectrum Regulation for Europe: Price-Guided Radio Policy, November 2009
- Nr. 327: Gernot Müller:  
Ableitung eines Inputpreisindex für den deutschen Eisenbahninfrastruktursektor, November 2009
- Nr. 328: Anne Stetter, Sonia Strube Martins:  
Der Markt für IPTV: Dienstverfügbarkeit, Marktstruktur, Zugangsfragen, Dezember 2009

- Nr. 329: J. Scott Marcus, Lorenz Nett, Ulrich Stumpf, Christian Wernick:  
Wettbewerbliche Implikationen der On-net/Off-net Preisdifferenzierung, Dezember 2009
- Nr. 330: Anna Maria Doose, Dieter Elixmann, Stephan Jay:  
"Breitband/Bandbreite für alle": Kosten und Finanzierung einer nationalen Infrastruktur, Dezember 2009
- Nr. 331: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Antonia Niederprüm, Martin Zauner:  
Preisstrategien von Incumbents und Wettbewerbern im Briefmarkt, Dezember 2009
- Nr. 332: Stephan Jay, Dragan Ilic, Thomas Plückebaum:  
Optionen des Netzzugangs bei Next Generation Access, Dezember 2009
- Nr. 333: Christian Growitsch, Marcus Stronzik, Rabindra Nepal:  
Integration des deutschen Gasgroßhandelsmarktes, Februar 2010
- Nr. 334: Ulrich Stumpf:  
Die Abgrenzung subnationaler Märkte als regulatorischer Ansatz, März 2010
- Nr. 335: Stephan Jay, Thomas Plückebaum, Dragan Ilic:  
Der Einfluss von Next Generation Access auf die Kosten der Sprachterminierung, März 2010
- Nr. 336: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Martin Zauner:  
Netzzugang und Zustellwettbewerb im Briefmarkt, März 2010
- Nr. 337: Christian Growitsch, Felix Höffler, Matthias Wissner:  
Marktmachtanalyse für den deutschen Regelenenergiemarkt, April 2010
- Nr. 338: Ralf G. Schäfer unter Mitarbeit von Volker Köllmann:  
Regulierung von Auskunfts- und Mehrwertdiensten im internationalen Vergleich, April 2010
- Nr. 339: Christian Growitsch, Christine Müller, Marcus Stronzik  
Anreizregulierung und Netzinvestitionen, April 2010
- Nr. 340: Anna Maria Doose, Dieter Elixmann, Rolf Schwab:  
Das VNB-Geschäftsmodell in einer sich wandelnden Marktumgebung: Herausforderungen und Chancen, April 2010
- Nr. 341: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Sonja Schölermann:  
Die Entwicklung von Hybridpost: Marktentwicklungen, Geschäftsmodelle und regulatorische Fragestellungen, August 2010
- Nr. 342: Karl-Heinz Neumann:  
Structural models for NBN deployment, September 2010
- Nr. 343: Christine Müller:  
Versorgungsqualität in der leitungsgebundenen Gasversorgung, September 2010
- Nr. 344: Roman Inderst, Jürgen Kühling, Karl-Heinz Neumann, Martin Peitz:  
Investitionen, Wettbewerb und Netzzugang bei NGA, September 2010
- Nr. 345: Christian Growitsch, J. Scott Marcus, Christian Wernick:  
Auswirkungen niedrigerer Mobilterminierungsentgelte auf Endkundenpreise und Nachfrage, September 2010
- Nr. 346: Antonia Niederprüm, Veronika Söntgerath, Sonja Thiele, Martin Zauner:  
Post-Filialnetze im Branchenvergleich, September 2010
- Nr. 347: Peter Stamm:  
Aktuelle Entwicklungen und Strategien der Kabelbranche, September 2010
- Nr. 348: Gernot Müller:  
Abgrenzung von Eisenbahnverkehrsmärkten – Ökonomische Grundlagen und Umsetzung in die Regulierungspraxis, November 2010



- Nr. 349: Christine Müller, Christian Growitsch, Matthias Wissner:  
Regulierung und Investitionsanreize in der ökonomischen Theorie, IRIN Working Paper im Rahmen des Arbeitspakets: Smart Grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung, Dezember 2010
- Nr. 350: Lorenz Nett, Ulrich Stumpf:  
Symmetrische Regulierung: Möglichkeiten und Grenzen im neuen EU-Rechtsrahmen, Februar 2011
- Nr. 350: Lorenz Nett, Ulrich Stumpf:  
Symmetrische Regulierung: Möglichkeiten und Grenzen im neuen EU-Rechtsrahmen, Februar 2011
- Nr. 351: Peter Stamm, Anne Stetter unter Mitarbeit von Mario Erwig:  
Bedeutung und Beitrag alternativer Funklösungen für die Versorgung ländlicher Regionen mit Breitbandanschlüssen, Februar 2011
- Nr. 352: Anna Maria Doose, Dieter Elixmann:  
Nationale Breitbandstrategien und Implikationen für Wettbewerbspolitik und Regulierung, März 2011
- Nr. 353: Christine Müller:  
New regulatory approaches towards investments: a revision of international experiences, IRIN working paper for working package: Advancing incentive regulation with respect to smart grids, April 2011
- Nr. 354: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Sonja Thiele:  
Elektronische Zustellung: Produkte, Geschäftsmodelle und Rückwirkungen auf den Briefmarkt, Juni 2011
- Nr. 355: Christin Gries, J. Scott Marcus:  
Die Bedeutung von Bitstrom auf dem deutschen TK-Markt, Juni 2011
- Nr. 356: Kenneth R. Carter, Dieter Elixmann, J. Scott Marcus:  
Unternehmensstrategische und regulatorische Aspekte von Kooperationen beim NGA-Breitbandausbau, Juni 2011
- Nr. 357: Marcus Stronzik:  
Zusammenhang zwischen Anreizregulierung und Eigenkapitalverzinsung, IRIN Working Paper im Rahmen des Arbeitspakets: Smart Grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung, Juli 2011
- Nr. 358: Anna Maria Doose, Alessandro Monti, Ralf G. Schäfer:  
Mittelfristige Marktpotenziale im Kontext der Nachfrage nach hochbitratigen Breitbandanschlüssen in Deutschland, September 2011
- Nr. 359: Stephan Jay, Karl-Heinz Neumann, Thomas Plückebaum unter Mitarbeit von Konrad Zoz:  
Implikationen eines flächendeckenden Glasfaserausbaus und sein Subventionsbedarf, Oktober 2011
- Nr. 360: Lorenz Nett, Ulrich Stumpf:  
Neue Verfahren für Frequenzauktionen: Konzeptionelle Ansätze und internationale Erfahrungen, November 2011
- Nr. 361: Alex Kalevi Dieke, Petra Junk, Martin Zauner:  
Qualitätsfaktoren in der Post-Entgeltregulierung, November 2011
- Nr. 362: Gernot Müller:  
Die Bedeutung von Liberalisierungs- und Regulierungsstrategien für die Entwicklung des Eisenbahnpersonenfernverkehrs in Deutschland, Großbritannien und Schweden, Dezember 2011
- Nr. 363: Wolfgang Kiesewetter:  
Die Empfehlungspraxis der EU-Kommission im Lichte einer zunehmenden Differenzierung nationaler Besonderheiten in den Wettbewerbsbedingungen unter besonderer Berücksichtigung der Relevante-Märkte-Empfehlung, Dezember 2011
- Nr. 364: Christine Müller, Andrea Schweinsberg:  
Vom Smart Grid zum Smart Market – Chancen einer plattformbasierten Interaktion, Januar 2012



**ISSN 1865-8997**