

# Der Netzbetreiber an der Schnittstelle von Markt und Regulierung

Autoren:

Christine Müller  
Andrea Schweinsberg

Bad Honnef, Mai 2013

## 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](mailto:info@wik.org)  
[www.wik.org](http://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

## Inhalt

<b>Abbildungen</b>	<b>II</b>
<b>Zusammenfassung</b>	<b>III</b>
<b>Summary</b>	<b>IV</b>
<b>1 Einleitung</b>	<b>1</b>
<b>2 Netzbetreiber als Akteur in einem sich wandelnden Umfeld</b>	<b>3</b>
<b>3 Die Interaktionsmöglichkeiten des Netzbetreibers</b>	<b>6</b>
3.1 Systematisierung	6
3.2 Anwendungsfälle für Aktivitäten am Smart Market	7
3.2.1 Niedriges Dargebot erneuerbarer Energien	7
3.2.2 Hohes Dargebot Erneuerbarer Energien	11
3.3 Darstellung im Ordnungsrahmen	13
<b>4 Regulierungsökonomische Analyse – Smart Markets als Alternative zum Netzausbau?</b>	<b>16</b>
4.1 Ausgangslage	16
4.2 Evaluation der Kosten	20
4.2.1 Netzkapazitätsengpasskosten für Aktivitäten am Smart Market	22
4.2.2 Netzkapazitätsengpasskosten für konventionellen Netzausbau	23
4.3 Implikationen für die Anreizregulierung	24
4.4 Abwägung der Alternativen	29
<b>5 Fazit</b>	<b>32</b>
<b>Literaturverzeichnis</b>	<b>33</b>

## Abbildungen

Abbildung 1:	Die Kapazitätsampel aus Netzbetreibersicht	4
Abbildung 2:	Systematisierung des intelligenten Netzkapazitätsmanagements	6
Abbildung 3:	Freiwillige Abschaltvereinbarungen gemäß 14a EnWG	8
Abbildung 4:	Variable Netznutzungsentgelte	9
Abbildung 5:	Bezug von Systemdienstleistungen	12
Abbildung 6:	Systematisierung des Investitionsbedarfes	19
Abbildung 7:	Systematisierung von Netzkapazitätsengpasskosten	21
Abbildung 8:	Die Systematik der Anreizregulierung	25

## Zusammenfassung

Die Transformation des Energiesystems verändert die Schnittstelle von marktlichem und reguliertem Umfeld. Die Stromverteilernetzbetreiber stehen vor der Herausforderung, vermehrt bi-direktionale und dargebotsabhängige Energiemengen aufzunehmen und effizient in ihr Netz zu integrieren. Neben konventionellem Netzausbau bietet sich hier perspektivisch eine Alternative. Durch eine IKT-basierte Verknüpfung wachsen die Wertschöpfungsstufen immer stärker zusammen und neue Interaktionsmuster entstehen. Diese Aktivitäten werden der marktlichen Sphäre (Smart Market) zugeordnet. Der Smart Market liefert dem Netzbetreiber Anknüpfungspunkte an Lastverschiebungspotenziale von erzeugungs- und verbrauchsseitigen Lasten und damit Möglichkeiten für ein intelligentes Netzkapazitätsmanagement.

Dieser Diskussionsbeitrag beschäftigt sich mit dem Zusammenspiel von Netz und Markt und lotet die Implikationen einer Interaktion des regulierten Netzbetreiber mit dem Smart Market aus. Dazu werden zunächst verschiedene Anwendungsfälle für intelligentes Netzkapazitätsmanagement vorgestellt. Diese bedürfen in weiten Teilen noch einer Verankerung im energiewirtschaftlichen Ordnungsrahmen. Die anschließende regulierungsökonomische Analyse prüft, unter welchen Voraussetzungen marktliches Handeln oder konventioneller Netzausbau die vorteilhaftere Alternative zur Bewirtschaftung von Netzengpässen darstellen und eruiert die Konsequenzen für die Anreizregulierung.

Die Abwägung der Alternativen konventioneller Netzausbau vs. Aktivitäten am Smart Market lässt bei nomineller Betrachtungsweise die Schlussfolgerung zu, dass Aktivitäten am Smart Market die ökonomisch vorteilhaftere Option darstellen und eine optimale Netzdimensionierung ermöglichen. Kommt jedoch der Faktor Häufigkeit hinsichtlich der Notwendigkeit von Aktivitäten am Smart Market hinzu, so kippt das Verhältnis ab einem bestimmten Maß an Häufigkeit, das mit dem Dargebot erneuerbarer Energien korreliert.

Im System der Anreizregulierung sind die Wirkungsweisen bei konventionellem Netzausbau relativ klar antizipierbar, während diese für Smart Markets noch ungewiss sind. Weitere Forschungsaktivitäten sollten sich der Frage widmen, inwiefern Anreizinstrumente für die Vermeidung von Netzausbau und damit die Alternative Smart Market bereits im vorhanden Regelungsrahmen angelegt sind und wie mit den daraus resultierenden dargebotsabhängigen und volatilen Kosten regulatorisch umzugehen ist. Dabei kommt der Neutralität der Ausgestaltung der Anreize für beide Alternativen eine hohe Bedeutung zu, um die Entscheidung letztlich allein dem Kalkül des Netzbetreibers zu überlassen.

## Summary

The transformation of the energy system modifies the interface between market and regulation. The distribution network operator (DNO) is supposed to integrate increasing bi-directional and fluctuating feed-in from renewable energies. Prospectively, alternatives arise to conventional network expansion. Due to an ICT-based convergence over the value chain, new patterns of interaction develop. These activities are part of the market sphere. Prospectively, smart markets emerge and offer the DNO connection points to flexible loads at the generation and end-user side. This involves opportunities for an intelligent network capacity management.

This discussion paper deals with the interaction patterns of the regulated network operator and smart markets. To start with, examples of intelligent network capacity management are presented. Most of them still require a legal basis. Subsequently, a regulatory economic analysis examines under which conditions market-based action or conventional network expansion constitute the better alternative for the DNO to manage network capacities. This is followed by a discussion of the impacts on incentive regulation.

Weighing up the alternatives leads to the following conclusion: From a nominal perspective, interactions with a smart market constitute the economically better alternative and allow for an optimal network dimensioning. Integrating the factor frequency regarding the necessity to interact with the smart market, the ratio changes depending on the costs, which are driven by volatile feed-in.

Under incentive regulation, the effects of investing in conventional network expansion are quite predictable whilst they are not for the option intelligent network capacity management. Further research should address to what extent the current incentive regulation regime already incentivises interactions with a smart market instead of conventional network expansion and how it deals with volatile cost resulting from intermittent feed-in. The emphasis should be on neutral incentives leaving the optimisation calculus in terms of network dimensioning to the network operator.

## 1 Einleitung

Die zunehmende dargebotsabhängige Einspeisung aus erneuerbaren Energiequellen hat zur Folge, dass sich die Struktur des Energiesystems, seine Akteure und ihre Interaktionsmuster sowohl im marktlichen als auch im regulierten Umfeld verändern. Ein zentraler Akteur in diesem Transformationsprozess ist der Verteilernetzbetreiber.<sup>1</sup> Er steht vor der Herausforderung, die vermehrt bi-direktionalen und dargebotsabhängigen Energiemengen aufzunehmen und für eine Aufrechterhaltung der Systemstabilität auf dezentraler Ebene zu sorgen. Gleichzeitig unterliegt sein ökonomisches Kalkül den Vorgaben der Anreizregulierung, da es sich bei den Stromverteilernetzen um ein natürliches Monopol handelt.

Der Verteilernetzbetreiber hat verschiedene Möglichkeiten, auf diesen Wandel zu reagieren. Durch Ausstattung der konventionellen Netze mit Informations- und Kommunikationstechnologien (kurz: IKT) und steuer- und regeltechnischen Komponenten können bi-direktionale und dargebotsabhängige Energieflüsse informativ erfasst und effizienter im Netz allokiert werden. Gleichzeitig ermöglichen sie eine Interaktion mit anderen Wertschöpfungsstufen. Durch diese technologische Aufwertung werden die Netze zu Smart Grids. Durch eine IKT-basierte Verknüpfung der einzelnen Wertschöpfungsstufen verändern sich allerdings auch die Rollen, Zuständigkeiten und Interaktionsmuster der marktlichen Akteure des Energiesystems. Beispielsweise können sich regionale Marktplätze herausbilden, die auf den sich wandelnden physikalischen und kommerziellen Strukturen aufsetzen. Smart Markets können perspektivisch Anknüpfungspunkte für den Netzbetreiber liefern, um seinen Netzbetrieb zu optimieren. Diese neuen Handlungsspielräume und Interaktionsmöglichkeiten bieten eine Alternative zum Netzausbau und bedürfen einer regulierungsökonomischen Einordnung.

Um das Zusammenspiel zwischen regulierter Netzebene und den im Wettbewerb stehenden Wertschöpfungsstufen inklusive der Marktplätze zu strukturieren, wird der Differenzierung der Bundesnetzagentur nach Smart Grids und Smart Markets gefolgt.<sup>2</sup> Im Rahmen dieses Diskussionsbeitrages wird diese Abgrenzung dahingehend interpretiert, dass das Kerngeschäft sowohl eines konventionellen als auch eines intelligenten Netzes in der Bereitstellung von Netzkapazitäten besteht, die dazu dienen, Energiemengen zu transportieren und Netzengpässe zu vermeiden. Demgegenüber umfasst der Smart Market alle wettbewerblichen Aktivitäten, die die Erzeugung aus fossilen und erneuerbaren Energieträgern sowie die kommerzielle Abwicklung des Energievertriebes mit dem Endverbraucher betreffen. Auch neue Akteure und Dienstleistungen werden der marktlichen Ebene zugeordnet. Diese können bspw. Kapazitätsprodukte und Flexibilität anbieten, die der Netzbetreiber zur Behebung von Netzengpässen nutzen kann.

De jure und de facto ist das perspektivische Zusammenspiel von Netz und Markt allerdings noch nicht erfasst und befindet sich aktuell in der Diskussion. Dieser Diskussi-

---

<sup>1</sup> Von den Entwicklungen auf der Übertragungsnetzebene wird in diesem Diskussionsbeitrag abstrahiert.

<sup>2</sup> Vgl. hierzu und im folgenden Bundesnetzagentur (2011a).

onsbeitrag knüpft an dieser Thematik an und lotet die Implikationen einer marktlichen Interaktion des regulierten Netzbetreibers aus und nimmt eine erste regulierungsökonomische Einordnung vor. Drei zentrale Frage werden diesbezüglich reflektiert:

Erstens, wie gestaltet sich die Rolle des Netzbetreibers in diesem sich wandelnden Umfeld, wie sieht sein Aufgaben- und Verantwortungsbereich aus und welche Instrumente werden ihm an die Hand gegeben, um den Netzbetrieb angesichts des fortschreitendem Transformationsprozesses effizient zu gestalten (Kapitel 2). Zweitens, welche Interaktionsmöglichkeiten hat der Netzbetreiber mit der marktlichen Sphäre (Smart Market), um seiner Verantwortung nachzukommen, das Netz unter dem Primat der Versorgungszuverlässigkeit sicher zu betreiben und wenn nötig durch korrigierendes Eingreifen mögliche Netzengpässe zu beheben. Die Optionen für seinen sich verändernden Aktionsradius werden anhand verschiedener Anwendungsfällen illustriert (Kapitel 0). Drittens erfolgt eine ökonomische Analyse, unter welchen Voraussetzungen marktliches Handeln oder konventioneller Netzausbau die vorteilhaftere Alternative zur Bewirtschaftung von Netzengpässen aus Netzbetreibersicht darstellen (Kapitel 0). Der Diskussionsbeitrag schließt mit einem Fazit (Kapitel 5).



## 2 Netzbetreiber als Akteur in einem sich wandelnden Umfeld

Die Transformation des Energiesystems ist mit weitreichenden Änderungen für den Netzbetreiber verbunden. Verschiedene Säulen reglementieren den Netzbetrieb in diesem sich wandelnden Umfeld.

Die erste Säule bildet die ökonomische Effizienz. Aus regulierungsökonomischer Perspektive ist es unstrittig, dass die Netzebene ein resistentes natürliches Monopol darstellt und damit regulierungsbedürftig ist. Mit der Regulierung des Netzbetriebes wird das Ziel verfolgt, Dritten unter simulierten Wettbewerbsbedingungen einen diskriminierungsfreien Zugang zu den Einrichtungen des Netzbetreibers zu gewähren. Die Anreizregulierung reglementiert sein Erlöspotenzial. Durch Rationalisierungsanstrengungen kann der Netzbetreiber seine Kapitalverzinsung bestimmen und ein effizienteres Agieren ist mit einer höheren Rendite verbunden. Dadurch soll der Netzbetreiber Anreize für eine effiziente und versorgungssichere Leistungserstellung erhalten. In Deutschland finden sich in Energiewirtschaftsgesetz (EnWG) und Anreizregulierungsverordnung (ARegV) die entsprechenden Regelungen.

Die zweite Säule bildet die Versorgungssicherheit. Nach §11 Abs. 1 EnWG ist der Netzbetreiber grundsätzlich verpflichtet, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht zu optimieren, zu verstärken und auszubauen, soweit es wirtschaftlich zumutbar ist. Er ist somit für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung verantwortlich.

Über den beiden vorgenannten Säulen steht der politische Wille einer zunehmenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Gemäß § 5 Abs. 1 EEG hat der Netzbetreiber demnach die Pflicht, Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien vorrangig an das Netz anzuschließen. Aus dieser Regelung resultiert die Herausforderung der sicheren und effizienten Integration von dargebotsabhängigen Energiemengen in das Energienetz, der sich der Netzbetreiber zu stellen hat.

Der strukturelle Umbau der Erzeugungsebene führt in Kombination mit der zunehmenden Vernetzung der Wertschöpfungsstufen durch IKT aber auch dazu, dass sich der Aktionsradius des Netzbetreibers verschiebt und er neue Möglichkeiten bekommt auf die zuvor genannten Herausforderungen zu reagieren. In der Vergangenheit war der Aktionsradius sehr klar definiert und bezog sich ausschließlich auf die Netzebene. Eine marktliche Interaktion mit den Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Vertrieb und Handel war nicht vorgesehen. Die Trennung von wettbewerblichem Umfeld und regulierter Infrastruktur war eindeutig und eine Aktivität des Netzbetreibers im marktlichen Umfeld nicht vorgesehen.<sup>3</sup>

Mit dem veränderten zeitlichen und mengenmäßigen Anfall der Einspeisung erneuerbaren Energien gewinnt die Bereitstellung und Optimierung von Netzkapazitäten, die zur

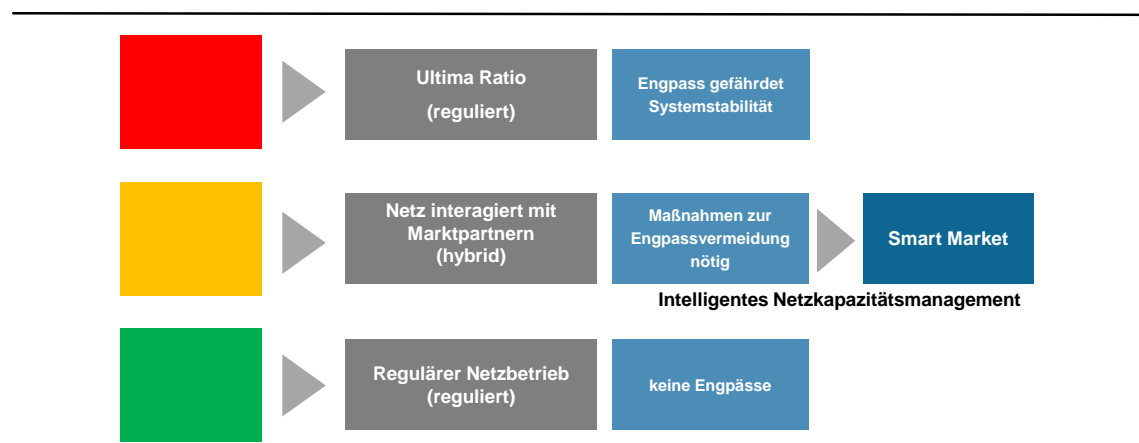
---

<sup>3</sup> Auch der Bezug von Regelenergie stellt hier keine Ausnahme dar. Die Preisbildung erfolgt zwar marktlich, dennoch ist das Verfahren reguliert.

Verfügung stehen müssen um die aus der Einspeisung resultierenden Kapazitätsansprüche zu bedienen, an Bedeutung. Mit der stärkeren Fluktuation drohen vermehrt Kapazitätsengpässe. Es erscheint nicht unbedingt rational, das Netz so zu dimensionieren, dass zu jeder Zeit jede marginale Kilowattstunde (kWh) aufgenommen werden kann. Ein dahingehender Wandel vollzieht sich, dass der Netzbetreiber, der sein Netz bis dato so dimensioniert hat, dass sämtliche Energiemengen aufgenommen werden können, nun gefragt ist, ein sinnvolles und intelligentes Netzkapazitätsmanagement vorzunehmen. Er steht vor der Aufgabe auszuloten, inwiefern vorhandene Kapazitäten effizienter genutzt werden können und in welchem Umfang darüber hinaus ein konventioneller Netzausbau unverzichtbar ist.<sup>4</sup>

Die Diskussion um die Interpretation des Aktionsradius des Netzbetreibers und seiner Möglichkeiten für ein intelligentes Netzkapazitätsmanagement wird aktuell anhand einer Kapazitätsampel geführt und ist auch in Abbildung 1 dargestellt.<sup>5</sup> Diese gibt eine Reihenfolge an, wann Maßnahmen des Netzbetreibers zum intelligenten Netzkapazitätsmanagement sowie steuernde Eingriffe zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität opportun sind und wann er lediglich den regulären Netzbetrieb wahrnimmt und die Allokation der Ressourcen dem Markt überlässt.

Abbildung 1: Die Kapazitätsampel aus Netzbetreibersicht



Quelle: Eigene Darstellung.

Zeigt die Kapazitätsampel „grünes“ Licht, liegen keine Kapazitätsrestriktionen vor, das Netz ist ausreichend dimensioniert und die Marktteilnehmer können entsprechend ihrer Pläne agieren. Einem Kapazitätsmanagement ist keine erhöhte Aufmerksamkeit zu widmen. Aus der Perspektive des Netzbetreibers bedeutet dieses einen regulären Netzbetrieb.

Ein „gelber“ Ampelzustand besagt, dass aufgrund von Netzengpässen Maßnahmen zur Engpassvermeidung notwendig werden können. Dazu kann sich der Netzbetreiber Pro-

<sup>4</sup> Die Herausforderungen werden sicherlich nicht für alle Netzbetreiber in Deutschland identisch sein. Sie variieren sowohl mit dem Umfang der Anschlussleistung der Erneuerbaren Energien, die ein Netzbetreiber in seinem Gebiet anzuschließen hat, als auch mit der Größe des Netzes.

<sup>5</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2011a), BDEW (2012), Müller und Schweinsberg (2012a).

dukten bedienen, die über den Smart Market gehandelt werden oder bilaterale Vereinbarungen über diese Plattform anbahnen. Gegenstand dieser Interaktion sind flexible erzeuger- und verbrauchsseitige Lasten.<sup>6</sup>

In der „roten“ Phase sind die verfügbaren Netzkapazitäten nicht mehr ausreichend, um die Nachfrage zu befriedigen. Der Netzbetreiber greift in letzter Instanz auf Basis von §13 Abs. 2 EnWG durch Abschaltungen (Erzeuger), oder Leistungsreduktionen (Verbraucher) koordinierend ein. Ziel sollte es sein, über ein sinnvolles Agieren bereits in der grünen oder gelben Phase das Eingreifen als Ultima Ratio zu vermeiden.

Die Kapazitätsampel zeigt mithin an, wann der Netzbetreiber sich in seinem ursprünglichen regulierten Aufgabenfeld bewegt und wann sich sein Aktionsradius erweitert und er Anknüpfungspunkte an die marktliche Sphäre hat. Letztgenanntes ist in der gelben Ampelphase, die im Rahmen dieses Diskussionsbeitrages im Fokus steht, der Fall. Genau hier zeigt sich die Schnittstelle zwischen Markt und Regulierung, an der der Netzbetreiber zu Zwecken eines intelligenten Netzkapazitätsmanagements am Smart Market aktiv wird.

Der Aufgaben- und Verantwortungsbereich des Netzbetreibers ändert sich perspektivisch zwar, jedoch nicht in seiner Grundausrichtung. Er hat weiterhin die Aufgabe ausreichend Netzkapazitäten zur Verfügung zu stellen und ist verantwortlich für die Systemstabilität. Bedingt durch den erweiterten Aktionsradius des Netzbetreibers wandelt sich jedoch sein Rollenverständnis. Sowohl im regulierten Netzbetrieb als auch im Falle der Ultima Ratio tritt der Netzbetreiber gegenüber Erzeugern, Vertrieb und Verbrauchern als Anbieter auf. Er stellt Infrastruktur für den Wettbewerb zur Verfügung. Für den Fall, dass der Netzbetreiber zum Zwecke der Vermeidung von Netzengpässen am Smart Market aktiv wird, wandelt sich dieses Verhältnis. Der Netzbetreiber wird zum Nachfrager von Kapazitätsprodukten, die Erzeuger, Vertrieb, Aggregatoren (Demand Side Manager) und Verbraucher ihm anbieten können. Die Preisbildung erfolgt im Markt. Es zeigt sich, dass der Netzbetreiber perspektivisch nicht nur Anbieter, sondern auch Nachfrager ist.<sup>7</sup>

Wie die Interaktion und die Ausgestaltung des intelligenten Netzkapazitätsmanagements aussehen ist Gegenstand des anschließenden Kapitels.

---

<sup>6</sup> An dieser Stelle sei darauf hingewiesen, dass Smart Markets in erster Linie dazu dienen, dass die wettbewerblichen Wertschöpfungsstufen Geschäftsmodelle realisieren, die durch preisliche Anreize eine effiziente Allokation von Energiemengen (kWh) beim Verbraucher induzieren. Diese werden in diesem Diskussionsbeitrag nicht weiter vertieft. Erst wenn ein intelligentes Netzkapazitätsmanagement angezeigt ist, also im Ampelzustand gelb, wird der Netzbetreiber als Akteur auf dem Smart Market aktiv. Perspektivisch wird vor diesem Hintergrund auch eine Diskussion zu Zahlungsbereitschaften zur führen sein. Hier geht es um die Frage, wie sich die Zahlungsbereitschaft des Netzbetreibers zu den im Energiemengenhandel realisierten Preisen verhält. Verbraucherseitig kontrahierte Energiemengen ziehen einen Lastgang nach sich und binden Netzkapazitäten. Daraus folgt, dass diese Kapazitäten dem Netzbetreiber nicht (mehr) zu Zwecken eines intelligenten Netzkapazitätsmanagements zur Verfügung stehen. Fraglich ist, wie viel der Netzbetreiber zu zahlen bereit ist, um sich die Netzkapazität zu sichern und mögliche energiemengenbezogene Geschäftsmodelle gegebenenfalls zu „überbieten“. Dieser Frage wird sich das WIK in zukünftigen Forschungsaktivitäten widmen.

<sup>7</sup> Das sich wandelnde Rollenverständnis des Netzbetreibers wird in einem Exkurs in 3.2 weiter vertieft. Wie sich die Preisbildung in die Systematik der Anreizregulierung einfügt ist Gegenstand von Abschnitt 4.3.

### 3 Die Interaktionsmöglichkeiten des Netzbetreibers

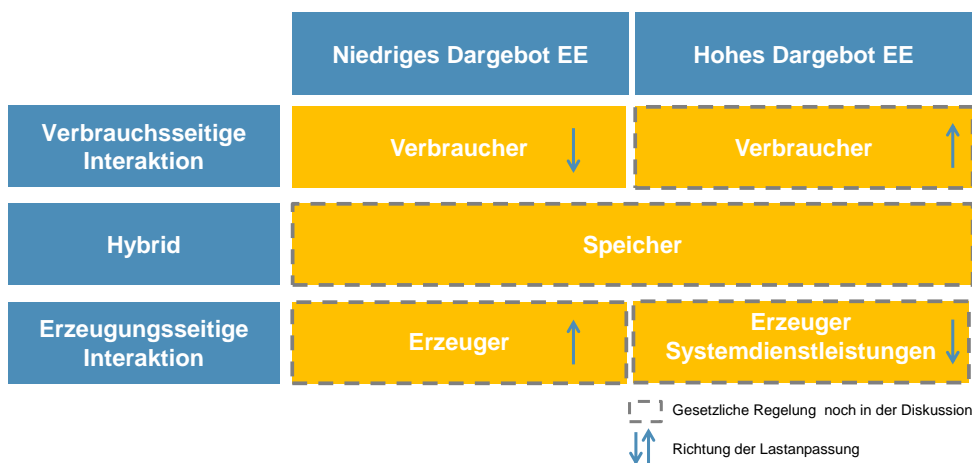
Im Folgenden werden Interaktionsmöglichkeiten des Netzbetreibers mit dem Smart Market zu Zwecken eines intelligenten Netzkapazitätsmanagements vorgestellt. Diese werden zunächst systematisiert. Darauf aufbauend werden verschiedene Anwendungsfälle vorgestellt.

#### 3.1 Systematisierung

Netzkapazitätsprobleme können zum einen einspeiseseitig und zum andere verbraucherseitig induziert sein. Auf der Einspeiseseite lassen sich ein hohes und ein niedriges Dargebot voneinander unterscheiden und auf der Verbraucherseite eine hohe und eine niedrige Nachfrage. Aus der Nachfrage nach Energiemengen resultiert ein Lastgang, der Netzkapazität benötigt. Deckt sich dieser nicht mit der Einspeiseleistung, ist ein intelligentes Netzkapazitätsmanagement des Netzbetreibers angezeigt, da es andernfalls zu einem Netzengpass kommen kann.

Korrespondierend können Maßnahmen des Netzbetreibers zum intelligenten Netzkapazitätsmanagement je nach dargebotsabhängiger Einspeisesituation (niedriges vs. hohes Dargebot) in zwei Kategorien eingeteilt werden: einspeiseseitige Maßnahmen und verbraucherseitige Maßnahmen. Folgende Abbildung systematisiert diese Fallunterscheidungen.

Abbildung 2: Systematisierung des intelligenten Netzkapazitätsmanagements



Quelle: Eigene Darstellung.

Grundsätzlich ist der Netzbetreiber indifferent, ob zur Netzentlastung und Haltung des Spannungsbandes innerhalb der Toleranzgrenzen die Erzeugungs- oder die Verbraucherseite ihr Lastverhalten verändert. Bei niedrigem Dargebot (Flaute und/oder bedeckter Himmel) können entweder die Erzeugungsleistung erhöht oder verbrauchsseitige Lasten reduziert werden.

Führt ein hohes Dargebot (Wind weht und/oder Sonne scheint) zu einer (drohenden) Netzengpasssituation, kann als erzeugungsseitige Maßnahme entweder die Erzeugungsleistung reduziert bzw. abgeregelt werden oder meistens als Vorstufe, der Bezug von Systemdienstleistungen, z.B. Blindleistung, Abhilfe schaffen. Verbraucherseitig könnten theoretisch Verbraucher auf individueller Basis zugeschaltet werden. Die Inanspruchnahme von Speicherleistung zählt zu den Hybridfällen.

Verbraucherseitig ist weiterhin nach einer hohen oder niedrigen Nachfrage zu differenzieren. Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass Maßnahmen zum intelligenten Netzkapazitätsmanagement zu vernachlässigen sind, wenn ein niedriges Dargebot auf eine niedrige Nachfrage trifft. Im Gegensatz dazu ist insbesondere im Falle eines hohen Dargebots in Verbindung mit einer niedrigen Nachfrage eine Aktivität des Netzbetreibers im Sinne einer Netzentlastung angezeigt.

Allen Maßnahmen gemeinsam ist, dass sie einem intelligenten Netzkapazitätsmanagement dienen können. Das bedeutet, dass sie in der Lage sind, Engpässe ohne physischen Netzausbau zu beheben. Perspektivisch könnten die dafür erforderlichen Produkte über einen Smart Market bezogen werden bzw. die Anbahnung von bilateralen Vereinbarungen kann über diese Plattform<sup>8</sup> erfolgen.

## 3.2 Anwendungsfälle für Aktivitäten am Smart Market

Dieser Abschnitt stellt exemplarische Anwendungsfälle<sup>9</sup> vor, wie der Netzbetreiber Anknüpfungspunkte an den Smart Market zum intelligenten Netzkapazitätsmanagement nutzen kann. Dazu wird der Systematisierung in Abbildung 2 gefolgt.

### 3.2.1 Niedriges Dargebot erneuerbarer Energien

Für verbrauchsseitige Interaktionen bei einem niedrigen Dargebot erneuerbarer Energien sind perspektivisch unterschiedliche Anwendungsszenarien denkbar. Grundsätzlich geht es bei diesen Ansätzen darum durch flexibles Verbrauchsverhalten die kapazitätsmäßige Netzbeanspruchung zu reduzieren. Die Umsetzung kann über den Smart Market erfolgen. Folgende Optionen sind denkbar.

#### *Verbraucherseitige Interaktionen: individuelle Abschaltvereinbarungen*

Mit §14a EnWG wurde die Möglichkeit gesetzlich verankert, dass der Netzbetreiber individuelle Abschaltvereinbarungen mit Verbrauchern in der Niederspannung zum Zwecke der Netzentlastung bei vergleichsweise hoher Nachfrage treffen kann. Dies bedeutet, dass der Netzbetreiber die Erlaubnis der Steuerung von vollständig unterbrech-

---

<sup>8</sup> Die Ausgestaltung von plattformbasierten Marktplätzen steht nicht im Fokus dieses Diskussionsbeitrages. Vgl. dazu Müller und Schweinsberg (2012b).

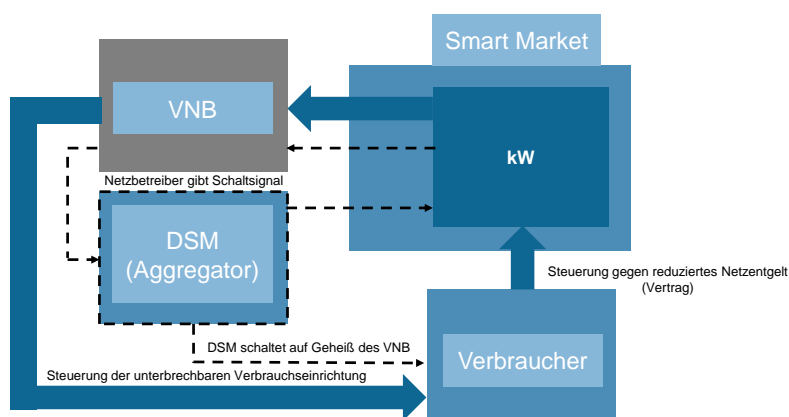
<sup>9</sup> Hergeleitet wurden die Anwendungsfälle aus Demonstrationsprojekten, die im Rahmen der Initiative E-Energy realisiert wurden, sowie aus Expertengesprächen mit verschiedenen Stakeholdern. Wir danken den befragten Experten für ihren wertvollen Beitrag.

baren Verbrauchseinrichtungen hat. Im Gegenzug dazu gewährt er den Verbrauchern ein reduziertes Netzentgelt. Der Smart Market dient in diesem Fall der Anbahnung von Vertragsbeziehungen sowie der Informationsbereitstellung zu den schaltbaren Anlagen.

Alternativ kann auch ein dritter, wettbewerblicher Akteur Informationen zu schaltbaren Lasten beim Endverbraucher einholen und auf Geheiß des Netzbetreibers die Schaltung ausführen. Bei dieser Funktion spricht man üblicherweise von einem Demand Side Manager (DSM) bzw. Aggregator, der schaltbare Lasten im Netz aggregiert und koordiniert. Diese Rolle ist eine marktliche Rolle.

Denkbar ist, dass der Aggregator bei drohenden Netzengpässen für den Netzbetreiber im Zuge der Netzengpassbewirtschaftung aktiv wird. Der Aggregator tritt in ein Vertragsverhältnis mit dem Kunden zur Steuerung bzw. Abregelung des Verbrauchers. Der Aggregator kann Informationen zu verfügbaren Lasten auf Verbraucherseite auf der Plattform einbringen und nachfragenden Akteuren, z.B. dem Netzbetreiber, anbieten. Er nimmt somit eine Mittlerrolle ein. Die Optimierung der Schaltgänge bzw. der Einsatz der verfügbaren Kapazitäten erfolgt auf Basis der Vertragsbeziehung zwischen DSM und Verbraucher. Im Falle eines Engpasses kann der Netzbetreiber die flexiblen Lasten, die durch den Aggregator auf der Plattform verfügbar gemacht werden, gegen Gewährung eines reduzierten Entgeltes nachfragen, um gegenzusteuern. Dadurch wird er als Marktteilnehmer auf der Plattform aktiv. Der Netzbetreiber gibt in der Engpasssituation das finale Schaltsignal zum Abregeln der Anlage, das vom Aggregator ausgeführt wird.<sup>10</sup> Die folgende Abbildung illustriert diesen Anwendungsfall.

Abbildung 3: Freiwillige Abschaltvereinbarungen gemäß 14a EnWG



Quelle: Eigene Darstellung.

Eine Erweiterung dieses Ansatzes erfolgt in Wiechmann (2012). Kerngedanke ist hier die Interaktion von zwei Rollen: Einem dynamischer Bilanzkreisbewirtschafter (vertriebliche Rolle) sowie einem Netzkapazitätsbewirtschafter (Netzbetreiber). Der dynamische

<sup>10</sup> Ein entsprechender Ansatz wurden in der Modellregion MeRegio erprobt. Vgl. dazu auch Müller und Schweinsberg (2012a) und (2012b) sowie Expertenbefragungen.

Bilanzkreisbewirtschafter setzt im marktlichen Umfeld erzeugungs- und verbrauchsseitig Anreize zur Lastverschiebung bei Verbrauchern, Erzeugern und Speichern. Nachfrageseitig zählen dazu dynamische Tarife, die über intelligente Steuerboxen direkte Verbrauchsoptimierungen durchführen. Erzeugungszeitig können etwa Leistungsreserven oder -reduktionen kontrahiert werden, um Netzengpässe zu vermeiden.

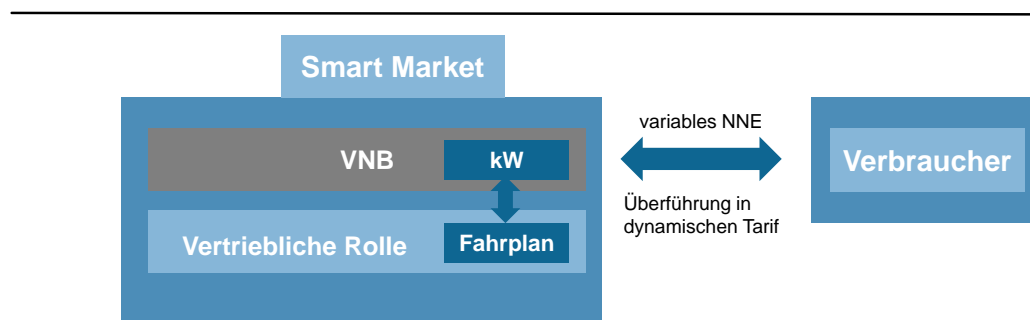
Der Netzkapazitätsbewirtschafter ist für eine intelligente Netzengpassbewirtschaftung zuständig, die im Falle eines drohenden Engpasses in den Mittelpunkt rückt. Zur Engpassbehebung schreibt der Netzkapazitätsbewirtschafter für geeignete Netzcluster benötigte ab- oder zuschaltbare<sup>11</sup> Lasten aus und ruft die erforderlichen Leistungen im Falle eines Engpasses ab.<sup>12</sup> Der dynamische Bilanzkreisbewirtschafter kann daraufhin Flexibilitäten aus seinem Kundenportfolio anbieten. Dadurch kann er in seiner parallelen Eigenschaft als Bilanzkreisverantwortlicher dafür Sorge tragen, dass diese ausgeglichen sind, da er in entsprechende Aktionen des Netzbetreibers direkt involviert ist. Durch dieses Zusammenspiel wird dem Umstand entgegengewirkt, dass der Netzbetreiber durch Schaltvorgänge unkontrolliert in die Bilanzierung eingreift.<sup>13</sup>

Diese Erweiterung zeigt, dass die Aggregatoren-Rolle unterschiedlich ausgestaltet werden kann.

#### *Verbraucherseitige Interaktionen: variable Netznutzungsentgelte*

Neben vertraglich vereinbarten Schaltungen beim Endverbraucher ist auch ein variables Netznutzungsentgelt denkbar, das aus Verbraucherperspektive die Nachfrage nach Netzkapazitäten reflektiert. Die folgende Abbildung verdeutlicht diesen Ansatz.

Abbildung 4: Variable Netznutzungsentgelte



Quelle: Eigene Darstellung.

Zeichnet sich eine kapazitäre Engpasssituation im Netz ab, überführt der Netzbetreiber diese Knappheiten in ein variables Netzentgelt. Dies geschieht auf Basis der Fahrpläne, die eine vertriebliche Rolle dem Netzbetreiber übermittelt. Je stärker die Netznutzungsintensität, desto höher ist der Preis. Das ermittelte variable Netzentgelt wird schließlich

<sup>11</sup> Zu den zuschaltbaren Lasten, siehe Abschnitt 3.2.2.

<sup>12</sup> Pate für dieses Verfahren stand die Ausschreibung zur Minutenreserve.

<sup>13</sup> Vgl. Wiechmann (2012).



in die dynamische Tarifstruktur des Endkudentarifs eingebunden. Der Smart Market dient mithin dazu, dass über preisliche Anreize das Angebot von und die Nachfrage nach Netzkapazitäten optimiert werden, soweit die Systemstabilität nicht gefährdet ist. Im Unterschied zu vertraglich vereinbarten Schaltungen sind die Netzentgelte nicht vertraglich fixiert, sondern bilden sich über einen marktlichen Prozess. Technisch würde dies dazu führen, dass durch das Preissignal (z.B. Kapazitäten knapp und der dynamische Tarif dementsprechend hoch) die Verbraucher Zurückhaltung üben und dadurch der kapazitäts Engpass entspannt wird.<sup>14</sup>

#### *Einspeiseseitige Interaktionen: zusätzliche Erzeugungsleistung*

Perspektivisch denkbar ist auch, dass nicht dargebotsabhängige, dezentrale Erzeugungsanlagen, z.B. Biogas- oder KWK-Anlagen, bei einer niedrigen Einspeisung aus erneuerbaren Energien zusätzliche Erzeugungsleistung bieten um potenziellen Netzstabilitätsproblemen Einhalt zu gebieten. Wichtig ist hier, dass die Unbundlingvorschriften respektiert werden. Demnach könnten die Anreize für die Kapazitätsbereitstellung über den Smart Market gesetzt und in Analogie zu den Interaktionen mit dem Verbraucher auf vertraglicher Basis durch einen Aggregator abgewickelt werden.

#### *Hybridstellung: Speicher*

Grundsätzlich können zwei unterschiedliche Speicherszenarien unterschieden werden. Einerseits Kurzfristspeicher, zu denen etwa Pumpspeicher, Batterien und Druckluftspeicher gehören und andererseits Langfristspeicher, die insbesondere saisonale Ungleichgewichte in der Einspeisung erneuerbarer Energien ausgleichen können und mithin keine kurzfristigen Anknüpfungspunkte für intelligentes Netzkapazitätsmanagement leisten.<sup>15</sup> Nach Auffassung der Bundesnetzagentur übernehmen Speicher grundsätzlich eine marktliche Rolle und ihr originäre Aufgabe besteht darin, bei einem zu großen Dargebot erneuerbarer Energien überschüssige Energiemengen zu speichern und diese bei einem geringen Angebot wieder abzurufen.<sup>16</sup> Das Optimierungskalkül des Speicherbetreibers wird somit in erster Instanz bestimmt durch Arbitragemöglichkeiten gegenüber dem Strompreis an der EEX. Er wird somit zum Stromhändler. Gleichzeitig können die Speicheraktivitäten aber auch eine netzstabilisierende Wirkung entfalten, z.B. durch die Erbringung von Systemdienstleistungen (etwa die Bereitstellung von Regelernergie) oder durch die Aufnahme überschüssiger Energiemengen zu Zwecken der Netzentlastung. Diese Dienstleistungen könnte ein Speicherbetreiber perspektivisch am Smart Market anbieten und der Netzbetreiber hätte die Möglichkeit diese als Alternative zu anderen netzstabilisierenden Maßnahmen einzukaufen.

---

<sup>14</sup> Ein entsprechender Ansatz wurde in der Modellregion MoMa erprobt. Vgl. dazu auch Müller und Schweinsberg (2012a) und (2012b) sowie Expertenbefragungen.

<sup>15</sup> Zu dieser Speicheroption zählt etwa die Power-to-Gas-Technologie, die sich allerdings noch in der Entwicklung befindet. Der Strom aus Erneuerbaren Energien soll hierbei dazu genutzt werden, mittels Elektrolyse Wasser in Wasserstoff zu verwandeln, der entweder dem Erdgasnetz beigemischt oder in unterirdischen Kavernenspeicher zwischengespeichert werden kann.

<sup>16</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2011a).



Anwendungsbeispiele für netzstabilisierende Speicher sind etwa Kühlhäuser. Diese können das System entlasten, indem sie bei überschüssigem Dargebot von Windenergie die Kühltemperatur weiter herunterkühlen und im umgekehrten Fall Energie ins System zurückführen indem die Temperatur wieder auf das Mindestniveau angehoben wird.<sup>17</sup>

Schlüsselfaktor für die tatsächliche netzstabilisierende Wirkung von Speichern ist ihr Standort. Nur bei entsprechender Nähe zum Netz kann die netzstabilisierende Wirkung auch voll ausgeschöpft werden. Denkbar ist beispielsweise, dass Speicheranbieter sich für netzstabilisierende Services in einem bestimmten Netzgebiet präqualifizieren können und somit auch in der Lage sind netzstabilisierende Produkte anzubieten.

### 3.2.2 Hohes Dargebot Erneuerbarer Energien

#### *Einspeiseseitige Interaktionen: Systemdienstleistungen (SDL)*

Im Vordergrund stehen hier marktliche Produkte die Spannungsproblemen Einhalt gebieten, die etwa aus der vermehrt dezentralen Einspeisung von Photovoltaikanlagen oder aus Umspannmaßnahmen resultieren. Folgende Beispiele illustrieren wie diese Spannungsprobleme auftreten können. Wird Strom dezentral durch eine Photovoltaikanlage eingespeist, geht Wirkleistung ins Netz. Folglich kann die Spannung über den erlaubten Grenzwert ansteigen. Auslöser für das Spannungsproblem kann aber auch eine marktliche Transaktion sein. Führt diese dazu, dass die physischen Energiemenge aufgrund von preislichen Anreizen so gesteuert werden muss, dass eine Umspannung auf eine niedrigere Spannungsebene erforderlich ist (bspw. bei Einspeisung durch eine Windkraftanlage auf der 110 kV-Ebene während die Energiemengen auf der Niederspannungsebene nachgefragt werden) sind Abhilfe schaffende Maßnahmen erforderlich.

Die dargestellten Spannungsprobleme können durch das Verstellen von Blindleistung behoben werden, das eine spannungssenkende Wirkung einleitet. Dadurch kann die nutzbare Transportkapazität (Scheinleistung) eines Netzes optimiert und entsprechend der EN 50160, die Kriterien zur Netzqualität festlegt, gehalten werden. Potenzielle Netzausbaumaßnahmen können so reduziert werden. Grundsätzlich müssen Anlagenbetreiber Blindleistung bis zu einem gewissen Stellbereich unentgeltlich bereitstellen.<sup>18</sup> Ein darüberhinausgehendes notwendiges Maß an Blindleistung könnte als Produkt auf einem Marktplatz gehandelt werden.<sup>19</sup> In der praktischen Umsetzung würde der Netzbetreiber im Bedarfsfall ein Gebot am Marktplatz einstellen, dass Blindleistung zu einem

---

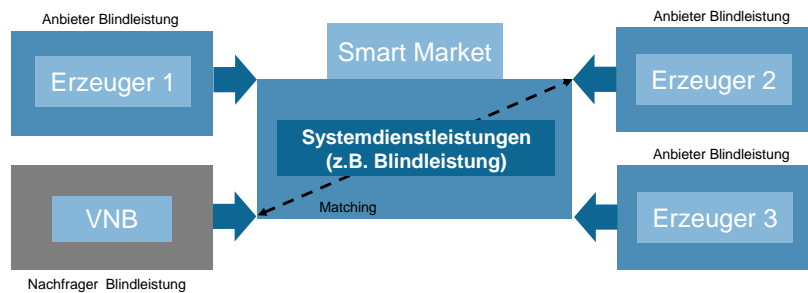
<sup>17</sup> Dieser Ansatz wurde beispielsweise in der Modellregion eTelligence erprobt.

<sup>18</sup> Vgl BDEW-Richtlinie „Erzeugungsanlagen am Mittelspannungsnetz“:  
[http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/BDEW\\_RL\\_EA-am-MS-Netz\\_Juni\\_2008\\_end.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/BDEW_RL_EA-am-MS-Netz_Juni_2008_end.pdf) und die Ergänzungen:  
[http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/\\$file/2011-02\\_BDEW\\_Erg%C3%A4nzung-zu-MS-Richtlinie\\_end-20110215.pdf](http://www.bdew.de/internet.nsf/id/A2A0475F2FAE8F44C12578300047C92F/$file/2011-02_BDEW_Erg%C3%A4nzung-zu-MS-Richtlinie_end-20110215.pdf)

<sup>19</sup> Ein entsprechender Ansatz wurden in der Modellregion eTelligence erprobt. Vgl. dazu auch Müller und Schweinsberg (2012a) und (2012b) sowie Expertenbefragungen.

bestimmten Zeitpunkt benötigt wird. Daraufhin bieten die Anlagenbetreiber, wie viel Blindleistung sie verstellen können und zu welchem Preis. Sobald zwei Aufträge vorliegen, die gegeneinander ausgeführt werden können (Matching), findet eine Transaktion statt. Diesem Ansatz liegt der Gedanke zu Grunde, dass Blindleistung lokal benötigt und durch Photovoltaik- oder Windanlagen ebenso lokal bereitgestellt werden kann. Die folgende Abbildung stellt diesen Ansatz graphisch dar.

Abbildung 5: Bezug von Systemdienstleistungen



Quelle: Eigene Darstellung.

### *Einspeiseseitige Interaktionen: Erzeuger runterregeln*

Insbesondere die Einspeiseleistung von Photovoltaikanlagen erreicht witterungsbedingt nur an wenigen Tagen im Jahr die Nennleistung. Trotzdem erfolgt die Dimensionierung der Elektrizitätsverteilnetze unter der Annahme eines Worst-Case-Ansatzes, d.h. die Netze sind klassischerweise auf eine maximal zu erwartende Belastung ausgelegt. Effizientere Strukturen im Netz könnten perspektivisch durch ein intelligentes System zum Erzeugungsmanagement entstehen.<sup>20</sup> Diesem Ansatz liegt die Idee einer gezielten Drosselung der Erzeugungsanlagen in Abhängigkeit der Lastflusssituation zu Grunde, um dadurch Netzengpässe zu kompensieren. Exemplarische Analysen ergeben, dass sich die Netzanschlusskapazität mehr als verdoppeln ließe wenn die Netzbetreiber die Jahresenergiemenge um 5% drosseln könnten. Allerdings wird in der Studie darauf hingewiesen, dass eine partielle Drosselung dem Grundsatz des EEG in heutiger Form widerspreche, da die Netze verpflichtet seien 100% der eingespeisten Energiemengen aufzunehmen. Flexibilität im Ordnungsrahmen vorausgesetzt, könnten sich perspektivisch neue Interaktionsmuster im Rahmen eines intelligenten Erzeugungsmanagement zwischen den Netzbetreibern und den Anlagenbetreibern herausbilden, so die weitere Argumentation. Diese würden die verfügbare Netzanschlusskapazität erhöhen und mit-hin die Netzausbauerfordernis reduzieren.<sup>21</sup>

<sup>20</sup> Dieser Vorschlag beruht auf Analysen der EWE Netz GmbH. Vgl. Wieben (2012).

<sup>21</sup> Vgl. ebenda.

### *Verbrauchsseitige Interaktionen: Verbraucher zuschalten*

Bezüglich der verbrauchsseitigen Interaktionen bei einem hohen Dargebot erneuerbarer Energien ist aktuell die Zuschaltung von Verbrauchern in der Diskussion. Konkret bedeutet dies, dass Verbraucher bei starker Wind- und/oder PV-Einspeisung Anreize für einen zusätzlichen Verbrauch zu Zwecken der Netzentlastung erhalten. Diese Option könnte über eine entsprechende Verordnung zum §14a EnWG umgesetzt werden. Allerdings ist dieser Ansatz im Hinblick auf die für die Energiewirtschaft geltenden Unbundlingvorschriften nicht ganz unkritisch. Diese sehen vor, dass der Energievertrieb über einen Akteur erfolgt, die unabhängig vom Netzbetreiber agiert. Diese Tatsache könnte durch eine perspektivische Zuschalteeoption aufgeweicht werden. Idealerweise müsste also eine vertriebliche Mittlerrolle installiert werden, die auf Geheiß des Netzbetreibers agiert. Denkbar ist beispielsweise in Anlehnung an Wiechmann (2012), dass eine vertriebliche Rolle (in diesem Fall der dynamische Bilanzkreisbewirtschafter) Verbrauchszuschaltungen bei seinen Kunden kontrahiert und diese Leistung auf Anfrage des Netzbetreibers in seiner Rolle als Netzkapazitätsbewirtschafter abrufen.

Damit sind perspektivisch denkbare Interaktionsmöglichkeiten des Netzbetreibers mit dem Smart Market zu Zwecken eines intelligenten Netzkapazitätsmanagements beschrieben. Es zeigt sich, dass der Netzbetreiber neben seiner Rolle als Anbieter von Netzinfrastruktur zum Nachfrager nach Netzkapazitätsprodukten wird. Umgekehrt werden die marktlichen Akteure in dieser Konstellation zusätzlich zu Ihrer Rolle als Nachfrager nach Netznutzung zum Anbieter von Netzkapazitätsprodukten.<sup>22</sup> Hinsichtlich der Marktstruktur erfolgt in dieser Konstellation eine Umkehr vom Monopol in Richtung Monopson.<sup>23</sup> Offen ist jedoch, wie aus den beschriebenen Anwendungsfällen konkrete Produkte am Smart Market sowie tragfähige Geschäftsmodelle abgeleitet werden können. Hier sollten zukünftige Forschungsaktivitäten anknüpfen. Die vorgestellten Anwendungsfälle sind nicht abschließend. Der folgende Abschnitt thematisiert, inwiefern diese bereits im Ordnungsrahmen verankert sind.

### **3.3 Darstellung im Ordnungsrahmen**

Eine konkrete gesetzliche Verankerung der verschiedenen (perspektivischen) Aktionsmöglichkeiten des Netzbetreibers ist bisher lediglich für verbraucherseitige Maßnahmen erfolgt. Dies wird durch die graue gestrichelte Linie in Abbildung 2 angedeutet. §14a EnWG sieht die Möglichkeit vor, dass Netzbetreiber mit Verbrauchern einen Vertrag über ein reduziertes Netzentgelt abschließen können, wenn diese sich im Gegenzug zu einer Steuerung von vollständig unterbrechbaren Verbrauchseinrichtungen zu Netzentlastungszwecken bereiterklären. Die Steuerung kann direkt durch den Netzbetreiber oder indirekt durch Dritte auf Geheiß des Netzbetreibers erfolgen. Eine Konkretisierung der Steuerungsmaßnahmen ist in einer noch zu konzipierenden Verordnung vorgese-

---

<sup>22</sup> Vgl. VDE/ITG (2012).

<sup>23</sup> Das Monopson beschreibt eine Marktform, bei der viele kleine Anbieter auf einen Nachfrager treffen. Dabei handelt es sich mithin um die gegensätzliche Konstellation, die bei einem Monopol auftritt. Hier treffen viele kleine Nachfrager auf einen Anbieter. Vgl. dazu Wied-Nebbeling (2004).

hen. Ob diese auch die Möglichkeit beinhaltet, dass Verbraucher zugeschaltet werden können, befindet sich aktuell in der Diskussion.

Erzeugungsseitig sieht §13 Abs.1 Satz 2 EnWG marktbezogene Maßnahmen wie etwas den Einsatz von Regelernergie, vertraglich vereinbarte abschaltbare und zuschaltbare Lasten, das Management von Engpässen sowie die Mobilisierung zusätzlicher Reserven vor. Zwar gelten diese Vorgaben nach §14 Abs.1 EnWG grundsätzlich auch für Verteilernetzbetreiber soweit sie für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind. Allerdings sind diese Maßnahmen gegenwärtig eher auf Redispatchingmaßnahmen<sup>24</sup> der Übertragungsnetzbetreiber ausgelegt. Das EnWG sieht beim Ampelzustand „gelb“ bis dato keine *vertraglichen* Vereinbarungen in Bezug auf den Zugriff auf dezentrale konventionelle Erzeugungsanlagen zum intelligenten Netzkapazitätsmanagement vor, sondern erlaubt lediglich einen Eingriff als ultima ratio unter Wahrung des Einspeisevorrangs Erneuerbarer Energien. Ist die Systemstabilität akut gefährdet, greift der Netzbetreiber auf Basis von §13 Abs. 2 EnWG durch Abschaltungen (Erzeuger), oder Leistungsreduktionen (Verbraucher) koordinierend ein oder gibt entsprechende Anweisungen an die zuständigen Akteure. Diese Maßnahme entspricht dem Ampelzustand „rot“.

Da insbesondere auf den unteren Spannungsebenen weniger konventionelle, sondern vermehrt EEG- und KWK-Anlagen ans Netz angeschlossen werden müssen, gelten hier überdies die Vorgaben des Erneuerbare Energien Gesetz (EEG). Sind die Eingriffsmöglichkeiten in konventionelle Erzeugungsanlagen ausgeschöpft, gesteht das EEG dem Netzbetreiber gewisse Handlungen im Rahmen des so genannten Einspeisemanagements gemäß §11 EEG zu. Diese Vorschrift erlaubt dem Netzbetreiber die Regelung von EEG- und KWK-Anlagen, die mit einer Einrichtung zur ferngesteuerten Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ausgestattet sind, falls anderweitig ein Engpass entstände. Dabei ist der Vorrang für Strom aus erneuerbaren Energien, Grubengas und KWK in Bezug auf die Regelungsmaßnahmen zu wahren, sofern konventionelle Anlagen nicht aus Gründen der Systemstabilität am Netz gehalten werden müssen. Hat eine Maßnahme nach §11 EEG stattgefunden, so ist der Netzbetreiber nach §12 Abs.1 EEG verpflichtet, die betroffenen Anlagenbetreiber für den nichteingespeisten Strom zu entschädigen. In der praktischen Abwicklung von netzstabilisierenden Maßnahmen ist mithin eine Abschaltreihenfolge einzuhalten, die eine Priorisierung vorsieht, nach welchen Kriterien und unter welchen gesetzlichen Voraussetzungen (§13 Abs.1 und 2 EnWG vs. §8 Abs.3 und §11 Abs.1 EEG) der Netzbetreiber Erzeugungsanlagen (EEG und konventionell) regeln darf. Hier gilt gemäß Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement der Bundesnetzagentur: „Eine Maßnahme nach §11 Abs.1 EEG ist nur dann erforderlich, wenn nicht bereits vorrangig eine andere Maßnahme zu ergreifen gewesen wäre“.<sup>25</sup> Grundsätzlich sind demnach, soweit erforderlich, mit erster Priorität konventionelle Anlagen zu regeln und erst in zweiter Instanz EEG-, KWK- und

---

<sup>24</sup> Präventiver oder kurativer Eingriff des Übertragungsnetzbetreibers in die Fahrpläne von Kraftwerken, um kurzfristig auftretende Engpässe zu vermeiden oder zu beseitigen.

<sup>25</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2011b).

Grubengasanlagen.<sup>26</sup> Wichtig ist allerdings, dass auch das EEG gegenwärtig keine vertraglichen Vereinbarungen zwischen Netzbetreiber und Anlagenbetreiber vorsieht.

Zusammenfassend lässt sich also schlussfolgern, dass für ein intelligentes Netzkapazitätsmanagement perspektivisch je nach dargebotsabhängiger Einspeisesituation erzeugungs- und verbraucherseitige Interaktionen denkbar sind, von denen bisher jedoch lediglich verbraucherseitig vertragliche Eingriffe im Zuge des §14a EnWG gesetzlich geregelt sind, obgleich auch diese in einer Verordnung noch weiter detailliert werden sollen. Für dezentrale erzeugungsseitige Interaktionen, die auf vertraglicher Basis erfolgen, besteht zum heutigen Zeitpunkt eine Regelungslücke. Diese sollten EnWG und EEG in Konsistenz zueinander schließen. Ein wesentlicher Diskussionspunkt wird dabei die vorrangige Einspeisung erneuerbarer Energien sein.

---

<sup>26</sup> Vgl. Müller und Schweinsberg (2012a).

## 4 Regulierungsökonomische Analyse – Smart Markets als Alternative zum Netzausbau?

Aufbauend auf den vorstehend dargestellten Anwendungsfällen zum intelligenten Netzkapazitätsmanagement widmet sich dieses Kapitel einer ökonomischen Einordnung von Aktivitäten am Smart Market als Alternative zu konventionellem Netzausbau.

### 4.1 Ausgangslage

Zur Integration des Stroms aus erneuerbaren Energiemengen durch die Verteilernetze wird ein nicht unerheblicher Investitionsbedarf erwartet. Dazu sind eine Reihe von Studien vorgelegt worden. Diese umfassen die Verteilnetzstudie der Deutsche Energieagentur (dena)<sup>27</sup> sowie Studien des Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft (BDEW)<sup>28</sup> und des Verbandes kommunaler Unternehmen (VKU)<sup>29</sup>. Das BMWi hat ebenfalls eine Studie in Auftrag gegeben, im Rahmen derer, aufsetzend auf den Annahmen des Netzentwicklungsplans<sup>30</sup>, der Um- und Ausbaubedarf in den Verteilernetzen untersucht werden soll. Abgeschlossen werden soll die Studie im Februar 2014.

Die bereits vorliegenden Studien legen unterschiedliche Schwerpunkte bei der Ermittlung des Investitionsbedarfes. Die Studie des BDEW fokussiert auf den konkreten Netzausbau- und Umbaubedarf („Kupfer“) während die Studie des VKU im Schwerpunkt den Investitions- bzw. Innovationsbedarf im Zuge einer IKT-basierten technologischen Aufwertung der Stromverteilernetze („Intelligenz“) betrachtet. Die dena-Studie quantifiziert in erster Linie den Netzaus- und Umbaubedarf und ermittelt ansatzweise anhand von Potenzialbetrachtungen für verschiedene, IKT-basierte technische Optionen, ob diese eine Reduktion des Ausbaubedarfs mit sich bringen. Nachstehend werden Ansatz und Ergebnisse der Studien kurz skizziert.

#### *BDEW-Studie*

Die Studie des BDEW legt zwei Szenarien für den Ausbau von Onshore Windenergie und Photovoltaik zu Grunde. Zum einen wird den Energieszenarien der Bundesregierung aus dem Energiekonzept von 2010 gefolgt und zum anderen dem BMU-Leitszenario von 2010. Auf Basis des Energiekonzeptes ergibt sich ein über die verschiedenen Spannungsebenen (Hochspannung, Mittelspannung, Niederspannung) des Verteilernetzes summierter Ausbaubedarf in Höhe von 195.350 km. Wird das BMU-Leitszenario zugrunde gelegt, ergeben sich 380.650 km. Im ersten Fall entspricht die-

---

<sup>27</sup> Vgl. dena (2012).

<sup>28</sup> Vgl. Katzfey (2011).

<sup>29</sup> Vgl. Hülsen et al. (2012).

<sup>30</sup> Der in § 12b EnWG verankerte Netzentwicklungsplan für die Übertragungsnetze, der im Jahr 2012 in seiner ersten Runde abgeschlossen wurde, kommt in seinem Basisszenario, dem ein mittlerer Ausbau der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien zu Grunde liegt, bis zum Jahr 2022 zu Investitionskosten von 20 Mrd. Euro. Diese Zahl ergibt sich für 3.800 km neue Leitungen und 2.800 km Neubauten in bereits bestehenden Trassen sowie erforderliche Verstärkungen auf 1.600 km. Diese Berechnungen basieren auf der Annahme, dass die 24 Ausbauprojekte, die nach dem Gesetz zum Ausbau von Energieleitungen (EnLAG) bereits beschlossen wurden, auch realisiert werden. Vgl. dazu Zerres (2012).



ses einer Kapazitätssteigerung von 11,5% und im zweiten Fall von 22,4%. Die Kostenschätzungen belaufen sich auf 10-13 Mrd. Euro unter Zugrundelegung des Energiekonzeptes und auf 21-27 Mrd. Euro auf Basis des BMU-Leitszenarios. Auch hier wurden die Abschätzungen nach Spannungsebenen getrennt vorgenommen.<sup>31</sup>

### *dena-Studie*

Die dena-Studie legt ebenfalls zwei Ausbauszenarien für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien bis 2030 zu Grunde. Einerseits das Szenario B des Netzentwicklungsplans Strom sowie das Bundesländerszenario.<sup>32</sup> Es werden jeweils unterschiedliche Ausbaupfade für Windenergie Onshore, Photovoltaik und Biomasse sowie konventionelle Kraft-Wärme-Kopplung angenommen. Aus den Berechnungen der dena-Studie ergibt sich ein Investitionsbedarf in verschiedenen Bereichen: Für die zusätzlich notwendige Stromkreislänge wird eine Bandbreite von 135.000 – 193.000 km angesetzt, die Umrüstung (d.h. Um- und Zubeseilung) umfasst 21.000 – 24.500 km bei bestehender Freileitungen in der Hochspannungsebene und die Installation von zusätzlicher Transformatorleistung beträgt 69.000 – 93.000 MVA jeweils bis zum Jahr 2030.<sup>33</sup> Der daraus resultierende Investitionsbedarf beläuft sich auf 27,5 Mrd. Euro bis 42,5 Mrd. Euro für diesen Zeithorizont, wobei der größte Bedarf im Bereich der Hochspannung anfallen wird.<sup>34</sup> Weiterhin nimmt die dena-Studie verschiedene Potenzialabschätzungen anhand exemplarischer Netzberechnungen vor, die anzeigen, wie sich der Netzinvestitionsbedarf unter bestimmten Voraussetzungen verändert. Die Berechnungen tangieren einerseits IKT-basierte technische Optionen, die sich im Bereich Smart Grids verorten lassen und andererseits Aktivitäten, die dem Bereich Smart Markets zuzuordnen sind. Für Smart Grids-Technologien wurde der Einsatz innovativer Netzbetriebsmittel (u.a. regelbare Ortsnetzstationen oder Blindleistungsregelung) betrachtet. Zwar ergeben exemplarische Berechnungen ein Netzausbaureduktionspotenzial von nahezu 50%, allerdings stehe diesem auch ein erhöhter Bedarf an Wartungs-, Betriebs- und Umrüstungskosten entgegen, der nicht weiter quantifiziert wurde.<sup>35</sup> Aktivitäten im Bereich Smart Market, z.B. die Abregelung durch erneuerbare Energien bedingte Erzeugungsspitzen oder der netzgetriebene Einsatz von Speichern könnten für sich genommen zu einem reduzierten Netzausbaubedarf führen. Geringer sieht das Potenzial bei einer netzgetriebenen Laststeuerung aus. Überdies steht diesen Maßnahmen – so die Argumentation der Studie – auch ein vermehrter Aufwand z.B. für Wartung oder den Bau von Speichern gegenüber. Diese Aufwendungen wurden nicht weiter quantifiziert. Außerdem könne aus Reduktionen der Stromnachfrage, marktgetriebener Laststeuerung sowie dem marktgetriebenen Einsatz von Speichern eine zusätzliche Netzausbauerfordernis resultieren.<sup>36</sup> Diese marktgetriebenen Aktivitäten können mithin auch netzschädliche Impli-

---

<sup>31</sup> Vgl. Katzfey (2011).

<sup>32</sup> Diese Variante basiert auf den Zielsetzungen der deutschen Bundesländer im Hinblick auf die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien, die ausgehend von den Daten des Szenarios C des NEP Strom 2012 per Anfrage der dena an die Bundesländer im Sommer 2012 aktualisiert bzw. angepasst wurden, vgl. dena (2012).

<sup>33</sup> Vgl. dena (2012).

<sup>34</sup> Dieser liegt bei 16,1 Mrd. € (Szenario NEP 2012 B) und 26,3 Mrd. € (Bundesländerszenario), vgl. ebenda.

<sup>35</sup> Vgl. dena (2012).

<sup>36</sup> Vgl. ebenda.

kationen haben.<sup>37</sup> Um die Wirkungen dieser technischen Optionen robust zu quantifizieren, sind weitere Berechnungen nötig.

#### *VKU-Studie*

Die VKU-Studie fokussiert auf die Anpassungs- und Investitionserfordernissen in IKT auf Verteilernetzebene. Die Komponenten, in die der Verteilernetzbetreiber dabei insbesondere investieren muss, liegen zum einen im dezentralen Bereich, sie umfassen den Einbau von Messeinrichtungen und Kommunikationsmodulen zur Überwachung der Einspeisungen und des Verbrauchs im Verteilernetz, den Aufbau von Steuerungsmöglichkeiten in den Ortsnetzstationen, die Anbindung von Einrichtungen zur Zu- oder Abschaltung von Verbraucherlasten oder Erzeugungseinheiten und die Erweiterung der Softwaresysteme, um Steuerungsimpulse zu verwalten und die Kommunikation mit Marktpartnern zu sichern. Zum anderen sind zentrale Investitionskosten veranschlagt worden, die bei der Aufrüstung und Erweiterung der zentralen Hard- und Software, der Übertragungstechnologie und der IT-Sicherheit entstehen. Damit liegt der Schwerpunkt der Studie auf Smart Grids.

Die Studie kommt zu dem Ergebnis, dass das Verteilernetz vor signifikanten Investitionen in Informations- und Kommunikationstechnologien steht. Bis zum Jahr 2020 wird ein über sämtliche deutsche Verteilernetze kumulierter Investitionsbedarf in IKT von 2 Mrd. Euro und bis zum Jahr 2030 von 7 Mrd. Euro geschätzt. Dieses bedeutet, dass sich für Verteilernetzbetreiber im ländlichen Bereich das Investitionsvolumen in IKT verdoppeln und im städtischen Bereich um etwa 60% erhöhen wird.<sup>38</sup>

#### *Systematisierung der Studien und der Investitionstätigkeit des Netzbetreibers*

Ordnet man die vorgenannten Studien in die Gedankenwelt dieses Diskussionsbeitrages ein, ergibt sich die in Abbildung 6 dargestellte Systematisierung.

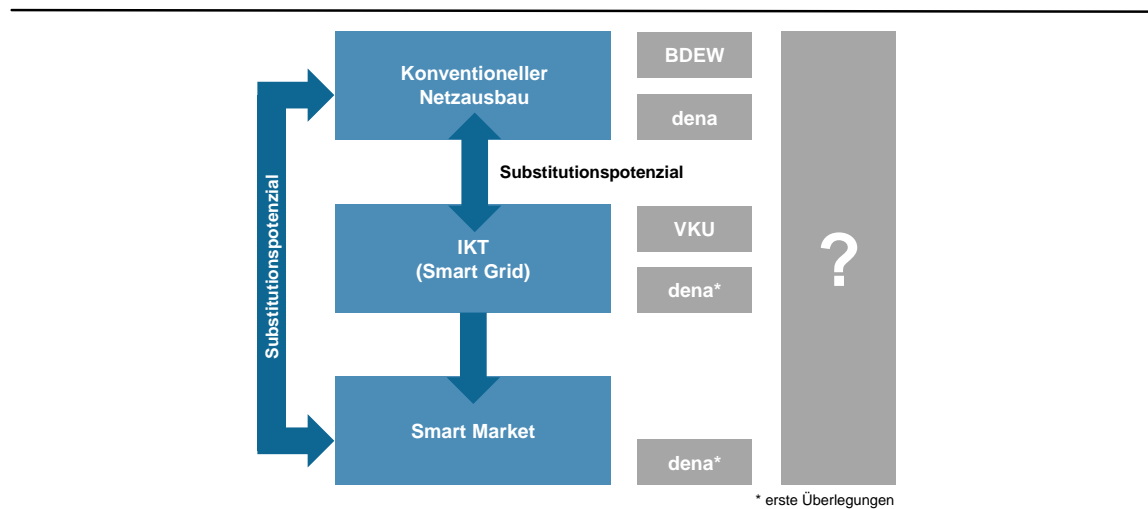
---

<sup>37</sup> Diese netzschädlichen Implikationen könnten perspektivisch daraus resultieren, dass durch Preissignale in der grünen Phase des Smart Markets verbrauchsseitige Lastgänge induziert werden, die gleichzeitig Netzkapazitäten beanspruchen, die dem Netzbetreiber zu Zwecken eines intelligenten Netzkapazitätsmanagements im Falle einer drohenden Engpasssituation (Ampelzustand gelb) nicht mehr zur Verfügung stehen. Einen marktlichen Allokationsmechanismus vorausgesetzt, stellt sich hier zukünftig die Frage, wie hoch die Zahlungsbereitschaft des Netzbetreibers sein wird um diese Lasten zu Zwecken eines intelligenten Netzkapazitätsmanagements zu kontrahieren (siehe Fußnote 6).

<sup>38</sup> Vgl. Hülsen et al. (2012).



Abbildung 6: Systematisierung des Investitionsbedarfes



Quelle: Eigene Darstellung.

Wie bereits beschrieben und durch Abbildung 6 skizziert, legen die Studien unterschiedliche Schwerpunkte bei der Ermittlung des Investitionsbedarfes. Während der BDEW den konventionellen Netzausbaubedarf ermittelt, fokussiert der VKU auf Investitionen in IKT. Die dena setzt sich hingegen sowohl mit dem konventionellem Netzausbaubedarf auseinander als auch mit technischen Optionen, die einerseits im Bereich Smart Grids und andererseits im Bereich Smart Markets zu verorten sind. Bisher haben die vorliegenden Studien nicht ganzheitlich analysiert oder quantifiziert, inwiefern sich konventioneller Netzausbau, Investitionen in IKT sowie Aktivitäten am Smart Market komplementär zueinander verhalten oder einander substituieren. Dies wird durch das Fragezeichen in Abbildung 6 angedeutet.

Die nachstehenden Analysen steigen in diesen Sachverhalt ein. Sie fokussieren auf folgende von den Studien unabhängige Schwerpunktsetzung dieses Diskussionsbeitrages: Zur Behebung einer drohenden Netzengpasssituation steht der Netzbetreiber vor den beiden Alternativen „konventioneller Netzausbau“ oder „Aktivitäten am Smart Market“. Zu beachten ist hier, dass konventioneller Netzausbau innerhalb der regulierten Wertschöpfungsstufe Netz stattfindet, während der Netzbetreiber bei Aktivitäten am Smart Market mit marktlichen Wertschöpfungsstufen interagiert.<sup>39</sup> Nicht betrachtet wird im Folgenden die Möglichkeit, dass der Netzbetreiber durch eine technologische Aufwertung des Netzes innerhalb der Netzebene, beispielsweise durch den Einsatz einer intelligenten Ortsnetzstation, Netzausbau vermeidet.<sup>40</sup>

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass der Netzbetreiber konventionellen Netzausbau nicht vollumfänglich durch Aktivitäten am Smart Market substituieren wird. Jedoch können Aktivitäten am Smart Market in der Marginalbetrachtung konventionellen Netz-

<sup>39</sup> Vgl. dazu die Ausführungen in Abschnitt 3.2.

<sup>40</sup> Vgl. Hintz und Sojer (2012).

ausbau ein Stück weit obsolet machen. Mithin steht der Netzbetreiber im Rahmen seiner Netzdimensionierung vor einem Optionenmix aus beiden Alternativen. Er steht vor der Herausforderung, unter Wahrung der technischen Anforderungen die ökonomische Vorteilhaftigkeit beider Möglichkeiten abzuwägen und einen optimalen Mix zu generieren.

Die folgenden Analyse widmen sich einer Einordnung der ökonomischen Vorteilhaftigkeit dieser beiden Alternativen. Eine monetäre Quantifizierung der assoziierten Kosten erfolgt jedoch nicht.

## 4.2 Evaluation der Kosten

Ausgehend von der Annahme, dass Aktivitäten am Smart Market im Rahmen der Optimierungsentscheidung des Netzbetreibers im Falle des Ampelzustandes „gelb“ technisch in der Lage sind, konventionellen Netzausbau zu substituieren, soll der Frage nachgegangen werden, welche Aspekte Eingang finden müssten in eine Untersuchung der ökonomischen Vorteilhaftigkeit von „Aktivitäten am Smart Market“ gegenüber dem „konventionellen Netzausbau“.

Die regulierungsökonomische Analyse erfolgt im Rahmen einer Partialbetrachtung. Im Fokus steht demzufolge die Einzelfallentscheidung des Netzbetreibers, ob er in einer drohenden Netzengpasssituation sein Netz ausbaut oder ob er alternativ dazu ein Kapazitätsprodukt am Smart Market bezieht. Im Zuge dieser Abwägung werden einzelne, direkt mit der Entscheidung im Zusammenhang stehende Aspekte beleuchtet, allerdings werden Effekte und Wechselwirkungen, die die gesamthafte Investitionstätigkeit des Netzbetreibers angehen (Ersatzinvestitionen, Netzinnovationen), Alternative Anlagemöglichkeiten am Kapitalmarkt sowie Effekte aus vergangenen Maßnahmen zur Netzdimensionierung ausgeblendet. Unter dieser Prämisse werden auch die in Abschnitt 4.3 diskutierten Implikationen für die Anreizregulierung betrachtet.

Die ökonomische Theorie differenziert zwei Formen zur Organisation der Leistungserstellung: Markt und Hierarchie.<sup>41</sup> Ein komparativer Vergleich der mit der Leistungserstellung verbundenen Kosten liefert eine Entscheidungshilfe, welches der beiden Koordinationsregime zu bevorzugen ist. In Anbetracht der in diesem Diskussionsbeitrag angestellten Überlegungen bedeutet dies die Abwägung, ob der Netzbetreiber zur Behebung von Netzengpässen in konventionellen Netzausbau investiert (Hierarchie) oder ob er entsprechende Kapazitätsprodukte am Smart Market bezieht und intelligentes Netzkapazitätsmanagement betreibt (Markt). Allerdings handelt es sich bei dieser Abwägung um keine klassische Make-or-Buy-Entscheidung<sup>42</sup>, da die Wirkung der konkurrierenden

---

<sup>41</sup> Vgl. zum Beispiel Sydow (1992), Zbornik (1996), Wimmer (2003).

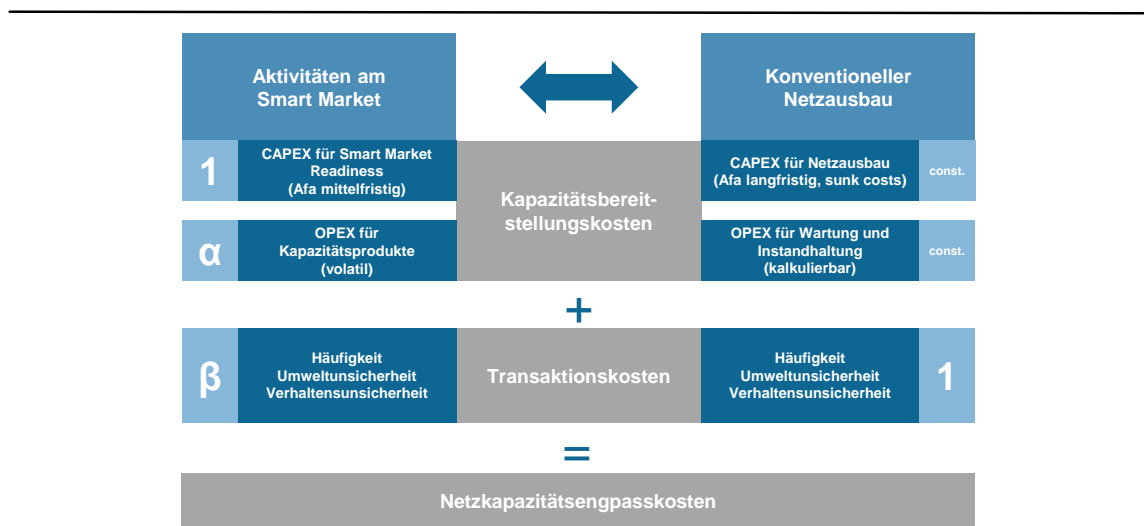
<sup>42</sup> Eine Make-or-buy-Entscheidung stellt die Frage, ob eine Leistung im Unternehmen hergestellt wird oder ob es sinnvoller ist die Leistung über den Markt zu fremdzubeziehen. Als Entscheidungskriterium bei der Wahl der optimalen Organisations- bzw. Koordinationsform werden bei sonst gleichen Produktionskosten häufig die Transaktionskosten herangezogen. Je nach betrachteter Transaktion führen die Alternativen Eigenerzeugung oder Fremdbezug zu unterschiedlichen Transaktionskosten. Es sollte

Maßnahmen zwar gleich ist, d.h. eine Engpassbehebung bzw. Kapazitätsbereitstellung zur Integration erneuerbare Energien, das Produkt oder die Dienstleistung aber unterschiedlich. Aus netztechnischer Sicht handelt es sich einmal um die Investition in physische Netzkomponenten (Kupfer etc.) und einmal um das Abrufen von Kapazitätsprodukten in Form von erzeugungs- oder verbrauchsseitigen Netzentlastungen, die den Bedarf an Netzausbau substituieren. Kostenseitig sind Investitionen in physischen Netzausbau mit Kapitalkosten (CAPEX) verbunden während der Erwerb von Kapazitätsprodukten am Smart Market im Rahmen eines intelligenten Netzkapazitätsmanagements den operativen Kosten (OPEX) zuzuordnen ist. Damit ist die Komparativität des Gutes an sich nicht gewährleistet und die Voraussetzungen für eine klassische Make-or-Buy-Entscheidung sind nicht geschaffen.

Da die Wirkung der Maßnahmen jedoch identisch ist, werden zur Bewertung der ökonomischen Vorteilhaftigkeit der beiden Alternativen als Ausgangspunkt die Kosten herangezogen, die zur Erreichung eines fixen Ziels (Engpassbehebung/Kapazitätsbereitstellung) aufgewendet werden müssen. Als Alternativen stehen Kosten für Netzausbau und Kosten für Aktivitäten am Smart Market einander gegenüber. Diese werden im Folgenden als Netzkapazitätsengpasskosten (NEK) bezeichnet.

Folgende Kostensystematisierung bildet das Gerüst für die Überlegungen zur ökonomischen Vorteilhaftigkeit der beiden Alternativen.

Abbildung 7: Systematisierung von Netzkapazitätsengpasskosten



Quelle: Eigene Darstellung.

Wie Abbildung 7 zeigt, folgen die Analysen der Annahme, dass sich die Netzkapazitätsengpasskosten aus Kapazitätsbereitstellungskosten und Transaktionskosten zusammensetzen. Diese Kostenkategorien gestalten sich für Aktivitäten am Smart Market

jeweils diejenige institutionelle Lösung gewählt werden, welche die geringsten Transaktionskosten aufweist. Vgl. dazu Picot, Dietl, Franck (2005), Williamson (1991).

und für konventionellen Netzausbau jeweils unterschiedlich und werden nachfolgend erläutert. Darauf aufbauend werden Schlussfolgerungen zur ökonomischen Vorteilhaftigkeit der betrachteten Alternativen gezogen.

#### 4.2.1 Netzkapazitätsengpasskosten für Aktivitäten am Smart Market

##### *Kapazitätsbereitstellungskosten*

Grundsätzlich zählen zu den Kapazitätsbereitstellungskosten die Aufwendungen, die der Netzbetreiber tätigen muss, um eine leistungsfähige Verteilernetzinfrastruktur bereitzustellen. Diese Basisinfrastruktur ohne IKT wird für die weiteren Analysen zu Aktivitäten am Smart Market bzw. einer Erweiterung dieser Infrastruktur durch konventionellen Netzausbau als gegeben angenommen.

Aktivitäten am Smart Market erfordern zunächst ein gewisses Maß an Implementierung von IKT-basierter Mess-, Regel-, Steuerungs- und Kommunikationstechnologie. Diese „Smart Market Readiness“ bildet die technische Voraussetzung dafür, dass der Netzbetreiber überhaupt in der Lage ist, mit dem Smart Market zu interagieren und die dort angebotenen Kapazitätsprodukte für ein intelligentes Netzkapazitätsmanagement in Anspruch zu nehmen. Die dafür notwendigen Investitionen bzw. Innovationen werden den Kapazitätsbereitstellungskosten zugerechnet. Sie bringen Kapitalkosten (CAPEX) mit sich, die einen mittleren Zeithorizont hinsichtlich der Abschreibungen (Afa) aufweisen. IKT haben üblicherweise eine kürzere Amortisationsdauer als Investitionen in Netzanlagen (etwa Leitungen, Transformatoren, Umspannwerke). Mit der Implementierung von IKT sind insbesondere hohe Anfangsinvestitionen für die technologische Ausrüstung der Netzinfrastruktur verbunden, die einmaliger Natur sind. Dieser Umstand wird in Abbildung 7 durch eine 1 symbolisiert. Danach ist ein kontinuierlicher Ersatz erforderlich, wobei auch Technologiesprünge („leap-frogging“) in relativ kurzen Intervallen möglich sind, die einen zusätzlichen Investitionsbedarf mit sich bringen können. Standards können diesen Technologiedruck abmildern.

Ist die Smart Market Readiness hergestellt, treten im Rahmen der Kapazitätsbereitstellungskosten im Wesentlichen Kosten für die Inanspruchnahme von Kapazitätsprodukten am Smart Market auf, die den operativen Kosten (OPEX) zugeordnet werden. Diese dienen dem intelligenten Netzkapazitätsmanagement und beinhalten erzeugungs- oder verbrauchsseitige Laständerungen, um die Netzkapazitätssituation zu entspannen. Die Inanspruchnahme dieser Produkte ist vom Dargebot erneuerbarer Energien abhängig. Insbesondere bei starkem Wind- und/oder Sonnenaufkommen und damit einer hohen EEG-Einspeisung werde die Netze vor die Herausforderung der Aufrechterhaltung der Systemstabilität gestellt und können als Alternative zum Netzausbau Maßnahmen ergreifen, die die kritische Einspeisesituation entschärfen (siehe die in Abschnitt 3.2.2 dargestellten Anwendungsfälle). Der Netzbetreiber kann im Bedarfsfall ein entsprechendes Kapazitätsprodukt am Smart Market erwerben bzw. auf eine vertragliche Beziehung mit einem Akteur (bspw. einem Verbraucher) zurückgreifen, der gegen ein reduziertes Netzentgelt sein Verbrauchsverhalten anpasst. Charakteristisch für diese

Kostenkomponente ist ihre Volatilität und damit ihre nur bedingte Planbarkeit, die aus der dargebotsabhängigen Einspeisung resultiert. Dies wird in Abbildung 7 angezeigt durch den Faktor  $\alpha$ , um den sich die OPEX für Kapazitätsprodukte je nach Intensität und Häufigkeit der Inanspruchnahme erhöhen. Dieser zentrale Umstand wird in Abschnitt 4.3 noch weiter vertieft.

#### *Transaktionskosten*

Zusätzlich zu den Kapazitätsbereitstellungskosten treten Transaktionskosten auf. Transaktionskosten fallen an bei der Anbahnung, Vereinbarung, Abwicklung, Kontrolle und Anpassung von Vertragsbeziehungen an.<sup>43</sup> Wendet der Netzbetreiber sich zu Zwecken des Engpassmanagement an den Smart Market, kann er diese plattformbasierte<sup>44</sup> Interaktionsmöglichkeit zur Anbahnung, Vereinbarung und Abwicklung einer Vertragsbeziehung, bspw. der Identifikation abschaltewilliger Verbraucher nutzen.

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.<sup>45</sup> Durch die Dargebotsabhängigkeit erneuerbarer Energien bildet auch bei den Transaktionskosten die Häufigkeit der Transaktion die wesentliche Stellgröße. Dies wird angezeigt durch den Faktor  $\beta$  in Abbildung 7. Mit anderen Worten, die Transaktionskosten steigen mit der Notwendigkeit, dass der Netzbetreiber am Smart Market aktiv wird. Neben der Häufigkeit spielt auch die Determinante Unsicherheit eine Rolle für die Transaktionskosten. Dazu zählen beispielsweise der noch nicht konsistent ausdifferenzierte Rechtsrahmen für Aktivitäten am Smart Market (Umweltunsicherheit) oder mögliches strategisches Verhalten der Akteure, die ihre Produkte am Smart Market anbieten (Verhaltensunsicherheit). Die Preisdynamik im Smart Market führt dazu, dass der Netzbetreiber versuchen wird, Arbitragemöglichkeiten auszuschöpfen, indem er neue Vertragsbeziehungen schafft.

### 4.2.2 Netzkapazitätsengpasskosten für konventionellen Netzausbau

#### *Kapazitätsbereitstellungskosten*

Die Kapazitätsbereitstellungskosten bei konventionellem Netzausbau bestehen aus Aufwendungen für Erweiterungsinvestitionen, die notwendig sind, um die Netze kapazitär auf die Aufnahme der erneuerbaren Energien auszurichten. Dazu zählen beispielsweise Leitungsausbau auf den verschiedenen Spannungsebenen sowie die Installation zusätzlicher Transformatorenleistung. Dafür muss der Netzbetreiber Kapitalkosten (CAPEX) aufwenden, die einmal investiert irreversibel sind. Es handelt sich mithin um sunk costs.<sup>46</sup> Zusätzlich fallen für den regelmäßigen Wartungs- und Instandhaltungs-

---

<sup>43</sup> Vgl. Picot et. al (2005)

<sup>44</sup> Vgl. dazu auch Müller und Schweinsberg (2012b).

<sup>45</sup> Vgl. ebenda.

<sup>46</sup> Vgl. Fritsch et al. (2001).

bedarf operative Kosten (OPEX) an. Diese sind relativ gut kalkulierbar.<sup>47</sup> Dieser Umstand wird in Abbildung 7 durch die die Abkürzung „const.“ zum Ausdruck gebracht.

### *Transaktionskosten*

Bei konventionellem Netzausbau fallen Transaktionskosten dahingehend an, dass gewisse Unsicherheiten daraus resultieren können, dass sich Widerstände in der lokalen Bevölkerung hinsichtlich des Netzausbaus regen. Weiterhin können Unsicherheiten bei der Zusammenarbeit mit verschiedenen Vertragspartner (z.B. Zulieferer von Netzkomponenten) entstehen. Zwar sind die damit verbundenen Transaktionskosten zum Teil auch von der spezifischen geografischen Situation des Netzbetreibers abhängig und können demnach variieren, insgesamt ist jedoch nicht damit zu rechnen, dass sie einer großen Volatilität unterliegen. Auch diese sind tendenziell eher einmaliger Natur. Dies wird durch die Zahl 1 symbolisiert.

Damit sind die kostenseitigen Aspekte für intelligentes Netzkapazitätsmanagement bzw. konventionellen Netzausbau evaluiert. Der folgende Abschnitt stellt nunmehr dar, wie diese Kosten im System der Anreizregulierung Berücksichtigung finden.

## **4.3 Implikationen für die Anreizregulierung**

Der Grundgedanke der in Deutschland 2009 implementierten Anreizregulierung besteht darin, die Erlöse, die der Netzbetreiber dadurch erwirtschaftet, dass er Dritten Zugang zu seiner Netzinfrastruktur gewährt, zu reglementieren. Die Kosten, die mit dem Netzbetrieb einhergehen, sind davon losgelöst. Dadurch sollen Ineffizienzen im natürlichen Monopol abgeschmolzen werden. Die regulierte Erlösobergrenze wird durch die Bundesnetzagentur auf Basis einer Kostenprüfung im sogenannten Fotojahr (Kostenbasisjahr) ermittelt. Für den Zeitraum einer Regulierungsperiode (5 Jahre) werden dann Kosten und Erlöse des Netzbetreibers voneinander entkoppelt. Dem Netzbetreiber wird für diesen Zeitraum ein auf Basis eines Leistungsvergleichs (Benchmarking) ermittelter Ineffizienzabbaupfad vorgegeben, der die kostenseitigen Ineffizienzen anzeigt, die der Netzbetreiber abbauen muss. Überfüllt er diese Vorgaben, kann er die daraus entstehenden Zwischengewinne einbehalten. Untererfüllt er diese, wird er pönalisiert.

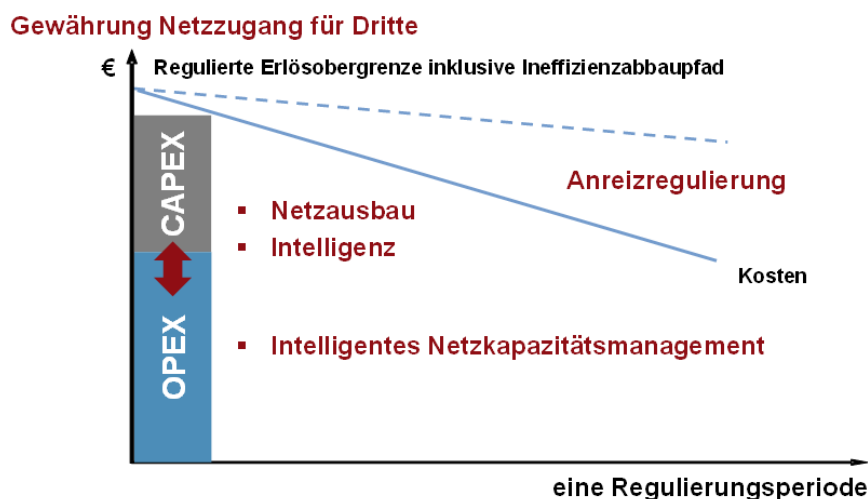
Hebel für die Effizienzsteigerungspotenziale des Netzbetreibers sind kurzfristig die operativen Kosten (OPEX) sowie mittel- bis langfristig die Kapitalkosten (CAPEX). Die Hysterese der Effizienzsteigerungspotenziale bei den CAPEX kommt in der Partialbetrachtung dadurch zustande, dass Kapitalkosten je nach Zeitpunkt der Investition erst mit

---

<sup>47</sup> Die so genannte "Badewannenfunktion" spiegelt die technischen Erfahrungswerte des Verhaltens von Betriebsmitteln der leitungsgebundenen Energieversorgung wider und lässt Rückschlüsse auf den Wartungs- und Instandhaltungsaufwand für die Betriebsmittel (hier: 'Stromverteilernetze) zu. Die Badewannenfunktion lässt sich in drei Phasen einteilen. 1. Phase: Anfängliche Montage und oder Produktionsfehler, die erhöhte Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen (linker Rand der Badewanne) erfordern. 2. Phase: Normalbetrieb mit entsprechend wartungsarmem Verlauf (Boden der Badewanne). 3. Phase: Abnutzungsausfälle bis zum endgültigen Ersatz. Hiermit ist ein steigender Wartungs- und Instandhaltungsaufwendungen (rechter Rand der Badewanne) verbunden. Siehe dazu auch Growitsch et al. (2010).

einem Zeitverzug erlösrelevant werden und sich damit auch der Effekt von effizienzsteigernden Investitionen verzögert niederschlägt. In der ökonomischen Theorie werden diese Zusammenhänge auch als produktive bzw. dynamische Effizienz bezeichnet. Produktive Effizienzen liegen dann vor, wenn bei gegebenem Output, also in diesem Fall die regulierten Erlöse, der Input minimiert, also möglichst geringe Kosten bei gegebener Technologieausstattung aufgewendet werden. Die Betrachtungsweise ist statischer Natur und umfasst einen kurz- bis mittelfristigen Zeithorizont. Demgegenüber betrachtet die dynamische Effizienz die Wirkungsweise von technologischem Fortschritt, der beispielsweise durch netztechnische Innovationen im Bereich Mess-, Regel-, Steuerungs- und Kommunikationstechnologie erfolgen kann. Dynamische Effizienz berücksichtigt, dass kurzfristig Ineffizienzen auftreten können, beispielsweise durch vermehrte Aufwendungen, die aus einer verstärkten Netzinновationstätigkeit resultieren. Langfristig kann die Infrastruktur durch diese technologische Aufwertung aber effizienter betrieben werden, als wenn es diese Innovation nicht gegeben hätte.<sup>48</sup>

Abbildung 8: Die Systematik der Anreizregulierung



Quelle: Eigene Darstellung.

Werden die beiden Alternativen intelligentes Netzkapazitätsmanagement und konventioneller Netzausbau in die in Abbildung 8 dargestellte Systematik der Anreizregulierung eingeordnet, lösen die jeweiligen Alternativen ein komplexes Wechselspiel der Wirkmechanismen der Anreizregulierung aus. Aufgrund der für die Anreizregulierung charakteristischen Entkoppelung von Erlösen und Kosten sind erlös- und kostenseitige Effekte zu unterscheiden. Die Zusammenhänge werden unter der Prämisse einer Partialbetrachtung nachfolgend einer ersten Einschätzung unterzogen.

<sup>48</sup> Diese Zusammenhänge würden ausführlich im Rahmen des vom BMWi geförderten Forschungsprojektes IRIN untersucht. Vgl. dazu Müller et al. (2011) und Stronzik (2011).



### *Anreizregulierung und konventioneller Netzausbau*

Bei einer Investition in Netzausbau handelt es sich um eine Erweiterungsinvestition. Dafür fallen investitionsbedingt CAPEX sowie OPEX für die Wartung und Instandhaltung an. Die CAPEX werden unter bestimmten Voraussetzungen gesondert incentiviert: Das Instrument des Erweiterungsfaktors (§10 ARegV) ist für die Verteilernetzbetreiber bestimmt. Diese haben dann Anspruch auf einen Erweiterungsfaktor, wenn sich die Versorgungsaufgabe dauerhaft und erheblich ändert (Erhöhung der Gesamtkosten um mindestens 0,5% nach Abzug der dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten). Dies betrifft beispielsweise Investitionen, die auf eine verbesserte Aufnahme von dezentraler Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien abzielen. Dieser Umstand wird bei der Ermittlung des Erweiterungsfaktors durch den Strukturparameter „Anzahl der Einspeisepunkte dezentraler Erzeugungsanlagen (DG) über alle Spannungs- und Umspannebenen eines Netzbetreibers“ berücksichtigt. Verändert sich diese Anzahl in Relation zu einem Referenzwert, verändert sich dementsprechend die Erlösobergrenze. Der Erweiterungsfaktor gilt für den Zeitraum einer Regulierungsperiode.

Das Instrument der Investitionsmaßnahme (vormals Investitionsbudget, §23 ARegV) betrifft nach der gängigen Praxis eher den Übertragungsnetzbereich, allerdings steht aktuell auch einer Erweiterung dieses Instrumentes für die 110 kV-Ebene zur Diskussion. Für die Übertragungsnetzebene ist die Netzanbindung von Offshore Windkraftanlagen ein viel zitiertes Beispiel. Dazu erfolgt eine projektbezogene Betrachtung. Die aus dem Projekt resultierenden OPEX und CAPEX werden während der Bauphase als dauerhaft nicht-beeinflussbare Kosten bewertet. Das heißt, sie gehen auf Plankostenbasis, also ohne Zeitverzug, direkt in die Erlösobergrenze ein („cost-plus“) und unterliegen nicht dem Leistungsvergleich im Benchmarking. Die Genehmigung einer Investitionsmaßnahme ist bis zum Ende der Regulierungsperiode, in der das Investitionsprojekt abgeschlossen wird, zu erteilen. Das Projekt gilt als abgeschlossen, wenn die wesentlichen Szenariobedingungen, die dem Budgetantrag zugrunde liegen, eingetreten sind (Inbetriebnahme der angeschlossenen Windkraftanlage). In der darauffolgenden Regulierungsperiode gehen die mit der Investitionsmaßnahme verbundenen OPEX und CAPEX dann in das Benchmarking ein. Es handelt sich somit nur um eine zeitlich begrenzte Anwendung dieses Anreizinstrumentes. Wird die Investitionsmaßnahme für Verteilernetzbetreiber gewährt, entfällt der Erweiterungsfaktor.

Findet eines der vorgenannten Instrumente Anwendung, wirkt sich dies auf die Erlösobergrenze aus. Bei der Investitionsmaßnahme kann der Netzbetreiber bis zum Eintritt der Szenariobedingungen für die Dauer der aktuellen Regulierungsperiode eine direkte Überführung der OPEX und CAPEX in die Erlösobergrenze als dauerhaft nicht-beeinflussbare Kosten<sup>49</sup> einplanen. Der Erweiterungsfaktor gilt für den Zeitraum einer Regulierungsperiode.

---

<sup>49</sup> Dauerhaft nicht-beeinflussbare Kosten gehen nicht ins Benchmarking ein und werden direkt in die Erlösobergrenze überführt. Dies entspricht dem Wesen einer kostenbasierten Regulierung.



Alle anderen investitionsbedingten OPEX und CAPEX, die nicht durch die Investitionsmaßnahme oder den Erweiterungsfaktor berücksichtigt werden, finden, soweit sie die Kostenprüfung überstehen, für die Dauer der Regulierungsperiode Eingang in die Erlösobergrenze und werden im Benchmarking berücksichtigt. Damit unterliegen sie den Effizienzvorgaben des individuellen X-Faktors.

Kostenseitige Effekte sind eng mit der Struktur des Benchmarking verknüpft. In diesen Leistungsvergleich gehen die Gesamtkosten ( $TOTEX = CAPEX + OPEX$ ) des Netzbetreibers ein. Hier stellt sich der Netzbetreiber in Bezug auf seine CAPEX dann effizient dar wenn er, ceteris paribus, nicht mehr Kapitalkosten vorzuweisen hat als die Netzbetreiber seiner Vergleichsgruppe. Gleiches gilt für die operativen Kosten. Würde der Netzbetreiber also weniger investieren und stattdessen mehr OPEX generieren würde sich dies zumindest im Benchmarking in der Wirkung auf die Effizienz neutral darstellen.

Allerdings – und hier zeigt sich ein elementarer Unterschied zwischen CAPEX und OPEX – hat der Netzbetreiber bei annahmegemäß höheren CAPEX als OPEX im Zuge von konventionellem Netzausbau innerhalb einer Regulierungsperiode ein sehr viel trägeres Aktionspotenzial um Kosten einzusparen und Effizienzen zu heben. Sind Investitionen einmal getätigt, produzieren die daraus resultierenden Abschreibungen und Zinsaufwendungen langfristige, in der Realität nicht mehr beeinflussbare Aufwendungen, die erst wegfallen, wenn das Anlagengut abgeschrieben ist. Anlagegüter im Stromverteilnetz haben eine Nutzungsdauer von in der Regel 25 bis 50 Jahren<sup>50</sup> und für diesen Zeitraum sind die zugehörigen Abschreibungen und Kapitalkosten im Rahmen der Anreizregulierung zu berücksichtigen und kostenseitig de facto nicht mehr beeinflussbar. Diesen fehlenden Effizienzsteigerungspotenzialen steht allerdings erlösseitig der positive Effekt gegenüber, dass die in der Erlösobergrenze enthaltenen Abschreibungen für den Amortisationsraum die Basis für stabile Cash-Flows bilden. Vom Sockeleffekt wird an dieser Stelle abstrahiert.

Zusammengefasst wirken im Falle konventionellen Netzausbaus folgende erlös- und kostenseitige Stellgrößen der Anreizregulierung: Unter bestimmten Voraussetzungen findet der Erweiterungsfaktor bzw. die Investitionsmaßnahme Anwendung und sorgen dafür, dass sich die Erlösobergrenze im Falle der Investitionsmaßnahme bis zum Eintritt der Szenariobedingungen bzw. im Falle des Erweiterungsfaktors für die Dauer einer Regulierungsperiode erhöht. Dies ist positiv aus Sicht des Netzbetreibers. Das Benchmarking berücksichtigt sowohl operative Kosten als auch Kapitalkosten, die nicht im Zuge der Anreizinstrumente „Investitionsmaßnahme“ bzw. „Erweiterungsfaktor“ erfasst werden und leitet daraus eine individuelle Effizienzvorgabe für den Netzbetreiber ab. Diese gibt an, inwieweit der Netzbetreiber seine Kosten senken und dadurch Effizienzpotenziale heben soll. De facto bestehen allerdings kurzfristig lediglich Kostensenkungspotenziale im Bereich der operativen Kosten. Langfristige Nutzungsdauern sorgen dafür, dass die aus der Investition resultierenden Abschreibungen über viele Jahre

---

<sup>50</sup> Siehe Anlage 1 der Stromnetzentgeltverordnung.

als Aufwendungen anfallen. Dies sorgt zwar erlösseitig für stabile Cash-Flows, allerdings besteht de facto kein Kostensenkungspotenzial für Kapitalkosten, die aus vergangenen Investitionen resultieren. Letzterer Aspekt wirkt sich eher zum Nachteil des Netzbetreibers aus.

#### *Anreizregulierung und intelligentes Netzkapazitätsmanagement*

Entscheidet sich der Netzbetreiber im Gegensatz zum konventionellen Netzausbau dazu, perspektivisch potenzielle Netzengpässe durch Aktivitäten am Smart Market zu kompensieren, gestalten sich die daraus resultierenden erlös- und kostenseitigen Effekte etwas anders.

Grundsätzlich würde der Erweiterungsfaktor auch für die Kosten (OPEX) greifen, die aus Aktivitäten am Smart Market resultieren, soweit diese einer Erweiterung der Versorgungsaufgabe dienen und die Voraussetzungen für die Anwendung dieses Instrumentes geschaffen sind. Dementsprechend würde eine Anpassung der Erlösbergrenze erfolgen. Hintergrund ist eine anreiz- und mithin technologie neutrale Ausgestaltung dieses Instrumentes. Da es sich bei intelligentem Netzkapazitätsmanagement um eine perspektivische Maßnahmen handelt, sind die Details für die Anwendung des Erweiterungsfaktors allerdings noch nicht final absehbar. Es gilt zu prüfen, inwiefern eine Feinjustierung des Instrumentes erforderlich ist, um auch die Aspekte des intelligenten Netzkapazitätsmanagement angemessen zu erfüllen. Untersucht werden sollte beispielsweise, inwiefern die Strukturparameter (Outputs) die Implikationen eines Smart Market angemessen reflektieren, oder ob es hier durch bestimmte Aktivitäten am Smart Market zu Verzerrungen der Outputgrößen kommt.

Kostenseitig gehen die OPEX in den Effizienzvergleich ein und bergen, ceteris paribus, durchaus kurzfristige Effizienzsteigerungspotenziale. Diese speisen sich insbesondere aus der Tatsache, dass OPEX im System der Anreizregulierung viel kurzfristiger zu beeinflussen sind (Stichwort: produktive Effizienz) als CAPEX, die aufgrund ihrer Langfristigkeit träger sind. Erlösseitig liefern diese zwar die Basis für stabile Cash-Flows, andererseits können aber auch sehr viel geringere Effizienzsteigerungspotenziale erschlossen werden. Gerade durch das zunehmend dynamische Umfeld kann es für den Netzbetreiber durchaus attraktiv sein, die im Rahmen der Anreizregulierung vorhandenen Flexibilitäten zu nutzen. Entscheidet sich der Netzbetreiber für ein intelligentes Netzkapazitätsmanagement statt für konventionellen Netzausbau, hängt sein Kostensenkungspotenzial im gegenwärtigen Design der Anreizregulierung davon ab, wie hoch die entsprechenden operativen Kosten im Fotojahr lagen. Hat der Netzbetreiber im Laufe der Regulierungsperiode einen geringen Bedarf an intelligentem Netzkapazitätsmanagement kann er hier kurzfristig Effizienzpotenziale erschließen, indem er OPEX senkt und ggf. durch Übererfüllen der Effizienzvorgaben sogar Gewinne generiert. Im Umkehrschluss können hohe OPEX aufgrund wiederkehrender und aufwendiger Maßnahmen zur Engpassbehebung innerhalb der Regulierungsperiode die Effizienzsituation des Netzbetreibers auch stark belasten und dazu führen, dass er die durch die Entkopplung von Erlösen und Kosten mögliche Kostensenkungspotenziale innerhalb einer

Regulierungsperiode nicht ausschöpfen kann. Dieser Faktor ist insbesondere durch die Dargebotsabhängigkeit erneuerbarer Energien getrieben. Damit unterliegen die OPEX für intelligentes Netzkapazitätsmanagement einer starken Volatilität. Demzufolge entsteht ein großes Unsicherheitspotenzial, ob die anfallenden OPEX je nach Höhe positive oder negative Effekte in der Anreizregulierung haben.

Zusammenfassend lässt sich festhalten, dass intelligentes Netzkapazitätsmanagement durchaus kostenseitige Effizienzhebungspotenziale im Rahmen der Anreizregulierung birgt. Erlösseitig verringert sich durch nicht getätigte Investitionen allerdings das Potenzial für langfristig stabile Cash-Flows. Außerdem ist noch im Detail zu prüfen, wie der Erweiterungsfaktor auch für die Tatbestandsmerkmale eines Smart Market greifen kann und welche Effekte daraus resultieren. Die kostenseitigen Effekte können je nach dargebotsabhängiger Einspeisung im Laufe der Regulierungsperiode im Vergleich zum Kostenbasisjahr sowohl positiv als auch negativ ausfallen. Wesentlicher Unsicherheitsfaktor ist die damit verbundene Volatilität.

Zum gegenwärtigen Zeitpunkt können hier nur erste Wirkungstendenzen aufgezeigt werden. Daher sollte das System der Anreizregulierung kritisch im Hinblick auf die sich wandelnde Dynamik auf der marktlichen Ebene und deren Implikationen für die Regulierung und deren bestehende Anreizinstrumente sowie erlös- und kostenseitige Effekte überprüft werden. Inwiefern die Anreizregulierung Aktivitäten des Netzbetreibers am Smart Market adäquat erfasst und wie sich die damit einhergehende Substitution von CAPEX durch OPEX tatsächlich auf die Stellgrößen Benchmarking, Investitionsmaßnahme bzw. Erweiterungsfaktor sowie auf die Qualitätsregulierung auswirkt ist zum heutigen Zeitpunkt noch nicht absehbar.

Die vorgenannten Aspekte sollten im Rahmen der Weiterentwicklung der Anreizregulierung ab der dritten Regulierungsperiode Eingang in die Diskussion finden. Überdies sollten weitere, nicht monetäre Einflussfaktoren auf die Vorteilhaftigkeit von Smart Market-Aktivitäten in einer kritischen Auseinandersetzung mit dem System der Anreizregulierung ebenfalls Berücksichtigung finden. Dazu zählt auf der einen Seite die Möglichkeit einer effizienteren Ressourcenallokation im Gesamtsystem, die durch eine zunehmende Interaktion der Wertschöpfungsstufen im Zuge eines intelligenten Netzkapazitätsmanagements positiv beeinflusst werden kann. Auf der anderen Seite ergeben sich Implikationen für die Systemstabilität durch eine zunehmende Flexibilisierung von Erzeugern und Verbrauchern. Hieraus resultieren Konsequenzen für die Versorgungszuverlässigkeit und damit auch das Q-Element im Rahmen der Qualitätsregulierung.

#### **4.4 Abwägung der Alternativen**

Mit der Abwägung zur Vorteilhaftigkeit der beiden Alternativen eng verknüpft ist die Frage, ob technisch, ökonomisch und letztendlich politisch eine optimale oder eine maximalen Netzdimensionierung angestrebt wird. Wird das Netz auf die Aufnahme jeder marginalen Kilowattstunde auch zu Spitzenlastzeiten ausgelegt, liegt eine maximale

Netzdimensionierung vor. Eine optimale Netzdimensionierung verzichtet hingegen auf die physische Aufnahmemöglichkeit jeder marginalen Kilowattstunde. Vielmehr kompensiert ein intelligentes Netzkapazitätsmanagement im Bedarfsfall die fehlenden Netzkapazitäten. Lässt sich die drohende Engpasssituation unkompliziert durch eine Aktion am Smart Market beheben, sind die damit verbundenen vorgenannten OPEX im nominalen<sup>51</sup> Vergleich niedriger einzustufen als die CAPEX und OPEX, die für eine korrespondierende Netzausbaumaßnahme erforderlich wären. Dies kann im Idealfall dazu führen, dass der Netzbetreiber Potenziale für eine optimale Netzdimensionierung erschließen kann. In Zeiten einer entspannten Netzsituation sind keine temporär ineffizienten Aufwendungen für Netzausbaumaßnahmen mitzutragen und im Falle einer drohenden Engpasssituation kann punktuell durch Interaktionen mit dem Smart Market nachgesteuert werden.

Entscheidender Faktor für die Vorteilhaftigkeit einer der beiden Alternativen ist die Häufigkeit, mit der entsprechende Aktionen notwendig werden sowie die Effekte in der Anreizregulierung. Was die Häufigkeit angeht, so sind wie in Abbildung 7 dargestellt, sowohl die Kapazitätsbereitstellungskosten als auch die Transaktionskosten variable Faktoren ( $\alpha$  bzw.  $\beta$ ), die durch die Dargebotsabhängigkeit erneuerbarer Energien getrieben werden. Je häufiger der Netzbetreiber in Interaktion mit dem Smart Market treten muss, desto höher sind sowohl Kapazitätsbereitstellungskosten als auch die Transaktionskosten. Demgegenüber bleiben sowohl die Kapazitätsbereitstellungskosten als auch die Transaktionskosten bei konventionellem Netzausbau für die Dauer der Amortisation des Anlagengutes relativ konstant bzw. kalkulierbar.

Das Maß an Häufigkeit für  $\alpha$  bzw.  $\beta$  gibt also in erster Instanz den Ausschlag dafür, bis zu welcher Faktorhöhe Aktivitäten am Smart Market die kostengünstigere Alternative zum Netzausbau darstellen. Treten an bestimmten Netzpunkten wiederkehrend Engpässe auf, ist hingegen Netzausbau die vorzuziehende Option, da davon ausgegangen werden kann, dass die wiederkehrenden Aktivitäten am Smart Markt deutlich kostenintensiver sind als physischer Netzausbau.

Finden zusätzlich die Effekte der Anreizregulierung Berücksichtigung, so sind die Wirkmechanismen bei konventionellem Netzausbau relativ klar antizipierbar, wohingegen die regulatorische Berücksichtigung von Aktivitäten am Smart Market noch nicht final ausdifferenziert ist. Eine erste Abschätzung ergibt unter der Prämisse einer Partialbetrachtung folgendes Bild: Für Netzausbau können zusätzliche Anreizinstrumente greifen (Erweiterungsfaktor oder unter bestimmten Voraussetzungen die Investitionsmaßnahme) und die Investition generiert Abschreibungen und mithin stabile Cash Flows. Kostenseitig sind allerdings kurzfristig keine Effizienzsteigerungspotenziale möglich.

---

<sup>51</sup> Nominell bedeutet in diesem Fall, dass erstens ein direkter eins zu eins Vergleich der Kosten für eine bestimmte Engpasssituation durchgeführt wird und dass zweitens die mit der jeweiligen Maßnahme verbundenen Effekte und Wirkungsweisen im Rahmen der Anreizregulierung nicht berücksichtigt werden.

Für Aktivitäten am Smart Market ist erlösseitig die Anwendung des Erweiterungsfaktors denkbar, wenn die Voraussetzung einer Erweiterung der Versorgungsaufgabe erfüllt ist, wobei die konkrete Anwendung des Instrumentes für den Fall eines intelligenten Netzkapazitätsmanagements noch nicht ausdifferenziert ist. Allerdings werden keine Abschreibungen generiert und die Cash-Flows sind mithin weniger langfristig planbar. Optiert der Netzbetreiber für Aktivitäten am Smart Market, kann er bei dargebotsabhängig niedrigeren OPEX innerhalb der Regulierungsperiode im Vergleich zum Kostenbasisjahr allerdings deutliche Kostensenkungspotenziale ausschöpfen, die Zwischengewinne ermöglichen. Allerdings kann der Effekt bei hoher Notwendigkeit von Smart Market Aktivitäten auch gegenläufig ausfallen. Der Faktor Häufigkeit stellt mithin auch unter dem Gerüst der Anreizregulierung die zentrale Stellgröße dar, bis zu welchem Maß Effizienzpotenziale erschlossen werden können.

Weitere Forschungsaktivitäten sollten sich der Frage widmen, inwiefern Anreizinstrumente für die Vermeidung von Netzausbau und damit die Alternative Smart Market bereits im vorhandenen Regelungsrahmen angelegt sind und wie mit den daraus resultierenden dargebotsabhängigen und volatilen Kosten regulatorisch umzugehen ist. Außerdem sollte vertiefenden Analysen zum Erweiterungsfaktor erfolgen. Dabei kommt der Neutralität der Ausgestaltung der Anreize für beide Alternativen eine hohe Bedeutung zu, um die Entscheidung letztlich allein dem Kalkül des Netzbetreibers zu überlassen.

## 5 Fazit

Ziel dieses Diskussionsbeitrages war es, vor dem Hintergrund der Transformation des Energiesystems die Implikationen einer marktlichen Interaktion des regulierten Netzbetreibers auszuloten und diese einer regulierungsökonomischen Einordnung zu unterziehen.

Im Fokus standen zunächst die sich wandelnde Rolle des Netzbetreibers und seine Möglichkeiten, perspektivisch zu Zwecken eines intelligenten Netzkapazitätsmanagements mit dem Smart Market zu interagieren. Dies stellt eine Alternative zu konventionellem Netzausbau dar. Zu Systematisierungszwecken wurde die aktuell diskutierte Kapazitätsampel herangezogen und der Schwerpunkt lag auf dem Ampelzustand „gelb“. Diese Phase beschreibt den Umstand, dass aufgrund von Netzengpässen Maßnahmen zur Engpassvermeidung notwendig werden können. Dazu kann sich der Netzbetreiber Produkten bedienen, die über den Smart Market gehandelt werden oder bilaterale Vereinbarungen über diese Plattform anbahnen. Gegenstand der Interaktionen sind flexible erzeugungs- und verbrauchsseitige Lasten. In diesem Fall erweitert sich sein Aktionsradius und er hat Anknüpfungspunkte an die marktliche Sphäre. Für diese Interaktionsmuster wurden verschiedene Anwendungsfälle vorgestellt. Diese lassen sich je nach dargebotsabhängiger Einspeisesituation (hohes oder niedriges Dargebot) in zwei Kategorien einteilen: einspeiseseitige Maßnahmen und verbrauchsseitige Maßnahmen. Die Anwendungsfälle sind nicht abschließend und bedürfen in weiten Teilen noch einer Verankerung im energiewirtschaftlichen Ordnungsrahmen. Offen ist, wie aus den beschriebenen Anwendungsfällen konkrete Produkte am Smart Market sowie tragfähige Geschäftsmodelle abgeleitet werden können. Hier sollten zukünftige Forschungsaktivitäten anknüpfen.

Abschließend wurden die beiden Alternativen „konventioneller Netzausbau“ oder „Aktivitäten am Smart Market“ hinsichtlich ihrer Vorteilhaftigkeit analysiert. Die Abwägung der Alternativen konventioneller Netzausbau vs. Aktivitäten am Smart Market lässt bei nomineller Betrachtungsweise die Schlussfolgerung zu, dass Aktivitäten am Smart Market die ökonomisch vorteilhaftere Option darstellen und eine optimale Netzdimensionierung ermöglichen. Kommt jedoch der Faktor Häufigkeit hinsichtlich der Notwendigkeit von Aktivitäten am Smart Market hinzu, so kippt das Verhältnis ab eines bestimmten Maßes an Häufigkeit, das mit dem Dargebot erneuerbarer Energien korreliert.

Im System der Anreizregulierung sind die Wirkungsweisen bei konventionellem Netzausbau relativ klar antizipierbar, während diese für Smart Markets noch ungewiss sind. Weitere Forschungsaktivitäten sollten sich der Frage widmen, inwiefern Anreizinstrumente für die Vermeidung von Netzausbau und damit die Alternative Smart Market bereits im vorhandenen Regelungsrahmen angelegt sind und wie mit den daraus resultierenden dargebotsabhängigen und volatilen Kosten regulatorisch umzugehen ist. Dabei kommt der Neutralität der Ausgestaltung der Anreize für beide Alternativen eine hohe Bedeutung zu, um die Entscheidung letztlich allein dem Kalkül des Netzbetreibers zu überlassen.



## Literaturverzeichnis

- Bundesnetzagentur (2011a): „Smart Grid“ und „Smart Market“, Eckpunktepapier der Bundesnetzagentur zu den Aspekten des sich verändernden Energieversorgungssystems, Dezember 2011.
- Bundesnetzagentur (2011b): Leitfaden zum EEG-Einspeisemanagement – Abschalttrangfolge, Berechnung von Entschädigungszahlungen und Auswirkungen auf die Netzentgelte, Version 1.0 (Stand: 29.03.2011).
- BDEW Bundesverband der Energie und Wasserwirtschaft (2012): Smart Grids: Das Zusammenwirken von Netz und Markt, Berlin, 26. März 2012.
- Dena (2012): dena-Verteilnetzstudie, Ausbau- und Investitionsbedarf der Stromverteilnetze in Deutschland bis 2030, Berlin, Dezember 2012.
- Fritsch, M., Wein, T. und Ewers, H.-J. (1999): Marktversagen und Wirtschaftspolitik, Vahlens Handbücher der Wirtschafts- und Sozialwissenschaften, 3. Auflage.
- Growitsch, C., Müller, C., Stronzik, M. (2010): Anreizregulierung und Netzinvestitionen, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 339, Bad Honnef, April 2010.
- Hinz, A. und Sojer, M. (2012): Spannungsgeregelte Ortsnetzstationen zur Verbesserung der Netzintegration von erneuerbaren Energien, in: VDE Kongress 05.-06.22.2012 in Stuttgart, Bad 1 - Kongressbeiträge, S. 249-253.
- Hülsen, C.F., Werner, O., Itschert, L., Liebenstein, A. Spanka, K. (2012): Anpassungs- und Investitionserfordernisse der Informations- und Kommunikationstechnologie zur Entwicklung eines dezentralen Energiesystems (Smart Grid), Bonn.
- Katzfey, J. (in Zusammenarbeit mit IAEW, BET, E-Bridge)(2011): Abschätzung des EEG-bedingten Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen bis 2020, Vortrag auf der EW-Fachtagung Baumanagement 2011, Mannheim 2011.
- Müller, C., Schweinsberg, A. (2012a): Die Transformation des Energiesystems an der Schnittstelle von Markt und Regulierung, in: VDE Kongress 2012, Stuttgart, Band 2 – Posterbeiträge, S. 283-288, VDE Verlag.
- Müller, C., Schweinsberg, A. (2012b): Vom Smart Grid zum Smart Market – Chancen einer plattformbasierten Interaktion, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 364, Bad Honnef, Januar 2012.
- Müller, C., Growitsch, C., Wissner, M. (2011): Regulierung, Effizienz und das Anreizdilemma bei Investitionen in intelligente Netze, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft, Volume 35, S.159-171.
- Picot, A., Dietl, H., Franck, E. (2005): Organisation – Eine ökonomische Perspektive, Stuttgart.
- Stronzik, M. (2011): Zusammenhang zwischen Anreizregulierung und Eigenkapitalverzinsung, IRIN Working Paper im Rahmen des Arbeitspakets: Smart Grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung, WIK Diskussionsbeitrag Nr. 357, Bad Honnef, Juli 2011.
- Sydow, J. (1992): Strategische Netzwerke – Evolution und Organisation, Wiesbaden.
- VDE/ITG (2012): Energieinformationsnetze und –systeme, Teil B – Künftige Geschäftsmodelle für Verteilungsnetzbetreiber im Smart Grid der Zukunft, Bestandsaufnahme und Entwicklungstendenzen am Beispiel der Verteilungsnetzbetreiber, VDE-Positionspapier, Oktober 2012.

- Wieben, E. (2012): Netzstudie zur Steigerbarkeit der Netzanschlusskapazität ländlicher Verteilnetze durch ein intelligentes Erzeugungsmanagement, Statuts: 3. Mai 2012. Zur Verfügung gestellt von der EWE Netz GmbH.
- Wiechmann, H. (2012): Die Smarte Energiewelt aus wettbewerblicher Sicht – Ein Zusammenspiel aus Smarten Kunden, Smart Market und Smartem Netz, in: VDE Kongress 2012, Stuttgart, Band 2 – Posterbeiträge, S. 268-273, VDE Verlag.
- Wied-Nebbeling, S. (2004): Preistheorie und Industrieökonomik, 4. Auflage, Springer-Verlag, Berlin, Heidelberg, New York.
- 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.
- Zbornik, S. (1996): Elektronische Märkte, elektronische Hierarchie und elektronische Netzwerke – Koordination des wirtschaftlichen Leistungsaustausches durch Mehrwertdienste auf der Basis von EDI und offenen Kommunikationssystemen, Konstanz.
- Zerres, A. (2012): Netzentwicklungsplanung, Vortrag auf den Informationstagen der Bundesnetzagentur, Hannover, 9. Oktober 2012.



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

- 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 Marner, 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 Regelenergiemarkt, 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
- Nr. 365: Franz Büllingen, Annette Hillebrand, Peter Stamm, Anne Stetter:  
Analyse der Kabelbranche und ihrer Migrationsstrategien auf dem Weg in die NGA-Welt, Februar 2012
- Nr. 366: Dieter Elixmann, Christin-Isabel Gries, J. Scott Marcus:  
Netzneutralität im Mobilfunk, März 2012
- Nr. 367: Nicole Angenendt, Christine Müller, Marcus Stronzik:  
Elektromobilität in Europa: Ökonomische, rechtliche und regulatorische Behandlung von zu errichtender Infrastruktur im internationalen Vergleich, Juni 2012
- Nr. 370: Matthias Wissner:  
Marktmacht auf dem Primär- und Sekundär-Regelenergiemarkt, Juli 2012
- Nr. 371: Antonia Niederprüm, Sonja Thiele:  
Prognosemodelle zur Nachfrage von Briefdienstleistungen, Dezember 2012
- Nr. 372: Thomas Plückebaum, Matthias Wissner:  
Bandbreitenbedarf für Intelligente Stromnetze, 2013
- Nr. 373: Christine Müller, Andrea Schweinsberg:  
Der Netzbetreiber an der Schnittstelle von Markt und Regulierung, Mai 2013
- Nr. 374: Thomas Plückebaum:  
VDSL Vectoring, Bonding und Phantoming: Technisches Konzept, marktliche und regulatorische Implikationen, Januar 2013
- Nr. 376: Christin-Isabel Gries, Imme Philbeck:  
Marktentwicklungen im Bereich Content Delivery Networks, April 2013
- Nr. 377: Alessandro Monti, Ralf Schäfer, Stefano Lucidi, Ulrich Stumpf:  
Kundenbindungsansätze im deutschen TK-Markt im Lichte der Regulierung, Februar 2013



**ISSN 1865-8997**