



# Innovative Regulierung für Intelligente Netze (IRIN)

**Abschlussbericht**

**Kurzfassung**

Gefördert durch:

**Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie**



Die diesem Bericht zugrundeliegenden Vorhaben wurden mit Mitteln des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie unter den Förderkennzeichen 0328007A–D gefördert. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autoren.

September 2011

**Autoren:**

**Bremer Energie Institut**

Prof. Dr. Gert Brunekreeft

Nele Friedrichsen

Christine Brandstät

Bremer **Energie** Institut 

**Öko-Institut**

Dr. Dierk Bauknecht

Dr. Matthias Koch

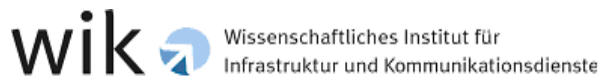


**Wissenschaftliches Institut für Infrastruktur und  
Kommunikationsdienste**

Dr. Andrea Schweinsberg

Christine Müller

Marcus Stronzik



**Institut für Berg- und Energierecht der Ruhr-Universität Bochum**

Prof. Dr. Christian Pielow

Matthias Wieser

Sindy Güneysu



**Projektleitung:**

Gert Brunekreeft

Bremer Energie Institut

College Ring 2 / Research V

28759 Bremen

Tel.: +49 (0) 421 / 200 – 3497

Fax: +49 (0) 421 / 200 – 4877

Email: [brunekreeft@bremer-energie-institut.de](mailto:brunekreeft@bremer-energie-institut.de)

---

# Inhaltsverzeichnis

<b>Vorwort</b> .....	<b>4</b>
Disclaimer: .....	4
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>5</b>
<b>2 Zentrale Schlussfolgerungen: 8 Thesen</b> .....	<b>9</b>
<b>3 Vertiefung der Arbeitspakete</b> .....	<b>11</b>
3.1 AP 1: Smart-grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung .....	11
3.2 AP 2: Intelligente Netzbepreisung .....	13
3.3 AP 3: Weiterentwicklung der Anreizregulierung: Netzinnovation und - transformation .....	15
3.4 AP 4: Anpassung des rechtlichen Rahmens .....	18
<b>4 Handlungsempfehlungen</b> .....	<b>21</b>
4.1 Handlungsempfehlung 1: Punktuelle Adjustierung der Anreizregulierung: Systemtreue und Investitionsbonus .....	21
4.2 Handlungsempfehlung 2: Innovationsbudget und Innovationsfonds .....	22
4.3 Handlungsempfehlung 3: Flexibilisierung der Anwendung des bestehenden Regelrahmens .....	23
4.4 Handlungsempfehlung 4: Juristische Umsetzbarkeit .....	23
<b>5 Nächste Schritte</b> .....	<b>26</b>
<b>6 Veröffentlichte Artikel und Arbeitspapiere</b> .....	<b>28</b>
6.1 Projektoutput .....	28
6.2 Weitere projektrelevante Publikationen .....	29

## Vorwort

Das Forschungsprojekt „Innovative Regulierung für Intelligente Netze“ (IRIN) beschäftigte sich zwischen 2010 und 2011 mit der Suche nach effizienten und effektiven Anreizstrukturen für eine Netzinfrastruktur auf dem Weg zu intelligenten Netzen. In diesem Abschlussbericht werden die gewonnenen Erkenntnisse und Forschungsergebnisse in knappen Thesen und Handlungsempfehlungen zusammengefasst. Die Arbeitspapiere, die diese begründen und untermauern, sind am Ende des Berichts aufgeführt und separat veröffentlicht.

Bedanken möchten wir uns an dieser Stelle in erster Linie beim Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie, welches die Finanzierung des Projektes ermöglichte und bei unseren Ansprechpartnern beim Projektträger Jülich, die uns, schon während der Antragstellung und auch später bei Verwaltung und Umsetzung des Projektes, unterstützt haben. Weitere Anerkennung gilt den Mitgliedern des Projektbeirats für die konstruktive Diskussion und kritische Kommentierung unserer Arbeit. Abschließend bedanken wir uns auch bei allen Projektpartnern und Projektmitarbeitern für die angenehme und kollegiale Zusammenarbeit sowie die eingebrachten Ideen und aufgewendete Energie, ohne die der erfolgreiche Abschluss des Projektes nicht möglich gewesen wäre.

### Disclaimer:

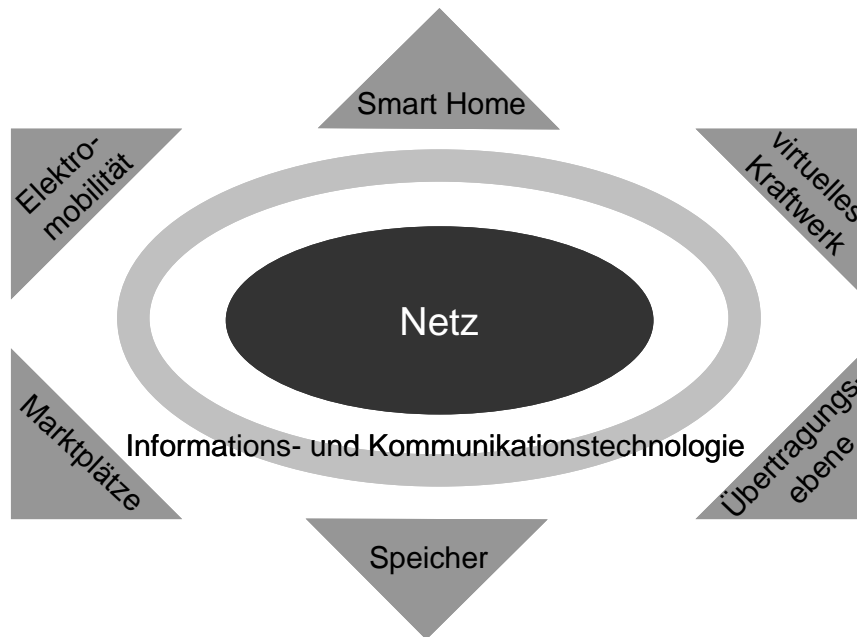
Dieses Projekt ist formal und im Geiste ein Forschungsprojekt, in dem die akademische Freiheit und die wissenschaftliche Diskussion im Vordergrund stehen. In diesem Sinne geben die Veröffentlichungen der Arbeitspakete die Meinung der einzelnen Institute und ihrer Autoren wider. Zum Teil findet sich eine unterschiedliche Verwendung von Begriffen und Definitionen. Dieser allgemeine Teil des Abschlussberichts versteht sich als Konsens und damit als Extrakt der Ergebnisse der einzelnen Arbeitspakete. Selbstverständlich spiegeln die Aussagen und Ansichten nur die Meinung der Projektpartner wider und nicht zwangsläufig die des Beirats oder des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie.

# 1 Einleitung

Im Zuge der Liberalisierung der Energiemärkte, technologischer Innovationen sowie der Notwendigkeit von Ressourcenschonung und Klimaschutz gewinnt die Entwicklung hin zu einer dezentralen Energieversorgung mit entsprechender Anpassung der Netzinfra- bzw. Netzsteuerungsstrukturen zunehmend an Bedeutung. Diese fortschreitende Energiewende führt derzeit zu einem massiven Handlungsbedarf in der Stromversorgung. Standen dabei bislang vor allem die Übertragungsnetze im Fokus, gewinnen inzwischen auch die veränderten Rahmenbedingungen für Verteilnetzbetreiber zunehmend an Aufmerksamkeit.

Die steigende Bedeutung dezentraler Elektrizitätserzeugung (*distributed generation*, DG) hat weit reichende Konsequenzen für die Verteilnetze. Sie dienen traditionell der Stromverteilung von „oben nach unten“ (top down) und höchstens gelegentlich der Aufnahme von Lastflüssen in umgekehrter Richtung (bottom up). Die bestehenden Netzstrukturen können bislang nicht ausreichend auf zunehmend fluktuierende dezentrale Erzeugungsmengen reagieren bzw. diese im Sinne eines sicheren und zuverlässigen Gesamtsystems steuern.

Verschiedene parallele Entwicklungen werden oft plakativ unter dem Oberbegriff Smart Grids zusammengefasst (Abbildung 1). Im Grunde umfasst das Konzept neue Erzeugungstechnologien und deren elektronische Vernetzung, um etwa mit dezentralen Kleinkraftwerken und bi-direktionalen („intelligenten“) Steuerungsmechanismen einen Beitrag zur Systemstabilität zu leisten. Einzelne Kraftwerke und Verbraucher werden zu virtuellen Kraftwerken zusammengeschaltet und das Lastmanagement wird mit Hilfe neuer Informations- und Kommunikationstechnologien erweitert. Endverbraucher können mittels intelligenter Energieinfrastruktur (Zähler- und Messwesen) in Optimierungsprozesse integriert und zu energieeffizientem respektive Ressourcen und Klimaschonendem Verhalten bewegt werden. Neue Speichermöglichkeiten, und infolge dessen wiederum innovative Netzschaltungen, gewinnen an Relevanz. Schließlich beobachten wir auf der Marktseite Innovationen bei der Vertrags- und Tarifgestaltung und die Entstehung neuer Marktplätze.



**Abbildung 1: Das Smart Grid auf Verteilnetzebene<sup>1</sup>**

Die genannten Entwicklungen verursachen mitunter erheblichen Anpassungsbedarf in den Stromnetzen. Für die Verteilnetze in Deutschland erwartet der BDEW einen Netzausbaubedarf von ca. 25 Milliarden Euro für den Anschluss von Wind- und Solarkraftanlagen bis 2020. In anderen Ländern sind ähnliche Entwicklungen zu beobachten. In Großbritannien etwa schätzt die Regulierungsbehörde Ofgem den Investitionsbedarf für eine klimafreundliche Stromversorgung auf 32 Milliarden Pfund und auch die USA rechnen mit einem Ausbaubedarf in Höhe von 200 – 300 Milliarden US-Dollar für zukünftige Smart Grids.<sup>2</sup> Im Zuge des laufenden Wartungs- und Ausbaubedarfs werden in vielen Verteilnetzen ohnehin erhebliche Ersatzinvestitionen fällig, so dass der Zeitpunkt, die Infrastruktur direkt DG-gerecht umzubauen, günstig erscheint.

Diese Entwicklungen haben Implikationen für die Netzregulierung speziell im Rahmen des § 21a EnWG und der ARegV, wenn es um die Ermöglichung und auch Förderung der skizzierten innovativen Ansätze geht. Die in Deutschland seit 2009 praktizierte Anreizregulierung für Energieversorgungsnetze sollte ursprünglich zu einem kosteneffizienten Netzbetrieb, verstärktem Wettbewerb und dadurch zu niedrigen Endverbrau-

<sup>1</sup> Die Abbildung und Teile des Textes basieren auf dem Beitrag von Brandstätt et al. in der DVWG-Jahresrevue 2010.

<sup>2</sup> Quellen für die hier bezifferten Investitionen sind: BDEW, 30. März 2011 „Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020“; Ofgem, 26. Juli 2010, „Ofgem reengineers network price controls to meet £ 32 billion low carbon investment challenge“ und EPRI, 2011, „Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid. A Preliminary Estimate of the Investment Requirements and the Resultant Benefits of a Fully Functioning Smart Grid“.

cherpreisen führen. Die Förderung von Investitionen und Innovationen oder die Integration der dezentralen Energieerzeugung waren davon nicht erfasst. Die anstehende Energiewende und die damit einhergehende Entwicklung hin zu Smart Grids bewirken jedoch einen umfangreichen Investitions- und Innovationsbedarf in den Netzen. Neben den anstehenden Ersatzinvestitionen gemäß Investitionszyklus sind zusätzliche Erweiterungen infolge der Entwicklung und des Ausbaus dezentraler Erzeugung notwendig und müssen in der Anreizregulierung Berücksichtigung finden. Darüber hinaus schränken starre Regelungen in anderen Bereichen, etwa bei der Strom- und Netzbepreisung, die Möglichkeiten zur effizienten Netzentwicklung unnötig ein. Der institutionelle Rahmen sollte dementsprechend insgesamt „smart-grid-gerecht“ weiterentwickelt werden.

Die erste Periode der Anreizregulierung neigt sich dem Ende zu; die Vorgaben für die zweite Periode ab 2014 sind in Vorbereitung. Der Zeitpunkt für kleinere Änderungen ist daher günstig. Insbesondere Parameteranpassungen könnten nahtlos eingebaut werden. Ein zeitnahe Systemwechsel ist dagegen weder zu erwarten noch wünschenswert. Auch der breitere rechtliche Rahmen hat durch das Legislativpaket zur Energiewende 2011 erst kürzlich eine Überarbeitung erfahren.

Das Augenmerk der hier zusammengefassten Studie liegt deshalb auf der Identifizierung von Anpassungen innerhalb des bestehenden Regelrahmens, die auch ohne Systemwandel die Voraussetzungen für die beschriebenen Entwicklungen verbessern. Der Fokus liegt dabei auf einer zeitnahen und unkomplizierten Umsetzbarkeit der vorgeschlagenen Maßnahmen zur Schaffung eines effizienten und investitions- bzw. innovationsgerechten Regulierungsrahmens.

Auf der Suche nach effizienten und effektiven Anreizstrukturen für eine Netzinfrastruktur auf dem Weg zu intelligenten Netzen beschäftigt sich das Forschungsprojekt „Innovative Regulierung für Intelligente Netze“ (IRIN) mit der Steuerung von Investitionen und Innovationen sowie mit der Koordination zwischen dem Netz und den dezentralen Akteuren. Die zentrale Frage der Netzregulierung betrifft „effiziente Investitionsanreize“: Wie können nicht zwingend notwendige Netzinvestitionen vermieden und gleichzeitig notwendige Investitionen gefördert werden?

Zentrale Schlussfolgerung ist zum Einen, dass es Bedarf für eine smart-grid-gerechte Weiterentwicklung des gegenwärtigen Regulierungsrahmens gibt, und zum Anderen, dass Anpassungen momentan ohne Systemwechsel möglich und entsprechend zeitnah umsetzbar sind.

Das Projekt untergliedert sich in 4 Arbeitspakete.

- **Arbeitspaket 1** beschäftigt sich unter Federführung des WIK mit der Weiterentwicklung der Anreizregulierung in Hinblick auf die Incentivierung von dynamisch effizienten Investitionen im Kontext Smart Grids. Internationale Erfah-

rungen zeigen diesbezüglich unterschiedliche Maßnahmen auf. Es wird analysiert, inwiefern der gegenwärtige deutsche Regulierungsrahmen hierfür hinreichende Anreize bereitstellt, oder ob es systematische Verzerrungen gibt, die Investitionen in eine intelligente Netzinfrastruktur entgegenstehen.

- In **Arbeitspaket 2** wird untersucht, wie differenzierte Tarife Netzinvestitionen vermeiden können. In Großbritannien beispielsweise wird in den Verteilnetzen bereits auf örtlich differenzierte Tarife gesetzt, um den Ausbaubedarf zu reduzieren. Unter Leitung des Bremer Energie Instituts wird untersucht, inwiefern örtliche Signale über freiwillige Vereinbarungen mit wenig Aufwand umgesetzt werden könnten.
- **Arbeitspaket 3** geht detailliert auf die Anreize für Innovationen und für die Transformation der Stromversorgung hin zu Smart Grids ein. Möglicherweise können entsprechende Innovationen besser außerhalb der Anreizregulierung gefördert werden. Großbritannien beispielsweise hat mit dem Low Carbon Network Fund ein Förderinstrument geschaffen, auf das Netzbetreiber sich bewerben können. Federführend ist hier das Öko Institut.
- **Arbeitspaket 4**, angesiedelt am Institut für Berg- und Energierecht, geht abschließend auf den rechtlichen Rahmen für Smart Grids und mögliche Anpassungen ein. Dabei wird gezielt auf die Vorschläge der Arbeitspakete 1–3 eingegangen und geprüft, welche Anpassungen im bestehenden Rahmen möglich sind. Dies betrifft insbesondere kleine Änderungen in der Anreizregulierung sowie in den Regeln zum Einspeisemanagement.

## 2 Zentrale Schlussfolgerungen: 8 Thesen

Der Themenkomplex ist sehr umfangreich und vielseitig, was in den Arbeitspapieren deutlich und im Detail reflektiert wird. Mit dem Ziel, aus der Vielseitigkeit einen in sich konsistenten roten Faden abzuleiten, haben wir aus den einzelnen Arbeitspaketen jeweils zwei zentrale Thesen abgeleitet, die zusammengefasst ein einheitliches Bild ergeben. Es sei nochmals betont, dass die Thesen auf den gegenwärtigen Kontext des Regulierungsrahmens in Deutschland bezogen sind und immer berücksichtigen, dass daraus folgende mögliche Handlungsempfehlungen zeitnah umsetzbar sein müssen und deshalb nur kleine Reformschritte angedacht sind. Wir haben den einzelnen Arbeitspaketen folgend die zentralen Schlussfolgerungen in acht zusammenhängenden Thesen formuliert. Erläuterungen zu den Thesen befinden sich in Abschnitt 3 und mit mehr Detail in den einzelnen Arbeitspapieren.

**These 1:** Anreize für Investitionen in eine intelligente Netzinfrastruktur, die zu einer dynamisch effizienten Ressourcenallokation im Bereich der CAPEX führen, werden durch die Anreizregulierung nicht ausreichend gesetzt.

**These 2:** Die ARegV beinhaltet Anknüpfungspunkte zur Weiterentwicklung in Richtung eines smart-grid-gerechteren Rahmens.

**These 3:** Unter preisbasierter Anreizregulierung des Monopolbereichs fallen Gewinne aus Innovationen und F&E z.T. bei anderen an. Dieser externe Effekt führt zu einer zu geringen Innovationstätigkeit und damit mithin auch zu einer geringeren Investitionstätigkeit.

**These 4:** Innovationsbudget. Angesichts des hohen Innovationsbedarfs in den Netzen können die geringen Innovationsanreize der preisbasierten Anreizregulierung durch ein begrenztes Budget für Netzinnovationen ausgeglichen werden. Darüber hinaus kann ein Innovationsfonds eingerichtet werden, der von allen Netznutzern gespeist wird und bei dem sich alle Netzbetreiber um die Finanzierung von Innovationsprojekten bewerben können.

**These 5:** Sich im Markt entwickelnde „Smart Contracts“ können einen Beitrag zur optimalen Netznutzung und Vermeidung nicht zwingend notwendiger Netzinvestitionen liefern. Dies betrifft Spitzenlasttarifierung wie auch standortbezogene Tarifierung.

**These 6:** Aus der effektiven Umsetzung solcher „Smart Contracts“ folgen zwei wesentliche Anforderungen an die Rahmenbedingungen. Zum Einen: Flexibilisierung der bestehenden Regelungen, die beschränkt schon jetzt eine differenzierte Netztarifierung zulassen. Zum Anderen: Anreize zur effizienten Vermeidung von Netzinvestitionen im Rahmen der Anreizregulierung.

**These 7:** Entsprechend den Ergebnissen der ökonomischen Analyse empfehlen sich einzelne Anpassungen bzw. Ergänzungen des im Anschluss an die Energiewende 2011 bestehenden gesetzlichen und verordnungsrechtlichen Rahmens – und sind diese „bruchlos“ auch ohne einen Systemwechsel möglich.

**These 8:** Einzelner Anpassungen bedarf es namentlich bezüglich der Anreizregulierung (§ 21a EnWG i.V.m. ARegV) speziell von Verteilnetzen. Zu denken ist ferner an rechtsnormative Anpassungen im Interesse einer insgesamt flexibleren Netzentgelt- und Energiepreisbemessung sowie im Bereich des Einspeisemanagements.

### 3 Vertiefung der Arbeitspakete

#### 3.1 AP 1: Smart-grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung

Federführend: WIK, Bad Honnef

Das WIK hat die Thematik „smart-grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung“ in drei Unterarbeitspaketen bearbeitet. Dazu möchten wir einleitend folgende Begriffsklärung voranstellen. Wir grenzen im Kontext dieses Projektes unterschiedliche Investitionskategorien ab, namentlich Ersatzinvestitionen, Erweiterungsinvestitionen sowie Investitionen in eine intelligente Netzinfrastruktur im Kontext Smart Grids, d.h. eine technologische Aufwertung der Netze (Netzinnovationen). Letztere Investitionskategorie kann eine kapazitätsmäßige Erweiterung des Netzes (Erweiterungsinvestition) zum Teil substituieren. Alle drei Investitionskategorien sind in unterschiedlicher Ausprägung kapitalintensiv (CAPEX). Für Innovationen notwendige Forschungs- und Entwicklungsmaßnahmen (F&E)<sup>3</sup> werden als Vorstufe von Investitionen in eine intelligente Infrastruktur (Netzinnovationen bzw. Produktinnovationen) und Prozessinnovationen betrachtet. Letztere betreffen die operativen Kosten (OPEX) und können zu einer Reduktion selbiger führen. Folgende Abbildung 2 soll die Zusammenhänge verdeutlichen:

		F&E	
Ersatzinvestitionen	Erweiterungsinvestitionen	Netzinnovationen (Produktinnovationen)	Prozessinnovationen
Notwendiger Ersatz im laufenden Betrieb	Kapazitätsmäßige Erweiterung (versorgte Fläche, DG)	Technologische Aufwertung der Netze	Optimierung der Prozesse
CAPEX			OPEX

**Abbildung 2: Abgrenzung von Investitionskategorien**

In Unterarbeitspaket 1 werden kosten- und anreizbasierte Regulierungsregime hinsichtlich ihrer Anreizwirkung auf Investitionen und Innovationen unter Berücksichtigung unterschiedlicher Effizienzziele (allokative, produktive und dynamische Effizienz) untersucht. Die Evaluation zeigt, dass kostenorientierte Regulierungsmethoden in ihrer konventionellen Form zu einer Überkapitalisierung (Averch-Johnson-Effekt) führen und lediglich Anreize zu allokativer Effizienz liefern. Diese unter Effizienzgesichtspunkten konträre Anreizwirkung wird bei anreizorientierten Regulierungsformen ansatzweise kompensiert, indem über ein Wettbewerbsäquivalent (Festlegung eines regulatorisch

<sup>3</sup> Siehe dazu die Ausführungen des Öko-Institutes.

vorgegebenen Ineffizienzabbaupfades an den je nach Umsetzung durch den Netzbetreiber Boni und Pönalen geknüpft sind) Anreize zu produktiver Effizienz generiert werden. Diese tangieren jedoch vornehmlich kurzfristige Effizienzsteigerungspotenziale im Bereich der OPEX (Prozessinnovationen). Langfristige Anreize für Investitionen in eine intelligente Netzinfrastuktur, die zu einer dynamisch effizienten Ressourcenallokation im Bereich der CAPEX führen, werden durch die skizzierten Formen der Anreizregulierung nicht ausreichend gesetzt. Somit entstehen aus regulatorischer Sicht komplexe Zielkonflikte zwischen dem Leitgedanken eines effizienzorientierten Netzbetriebes (produktive Effizienz) und der Anreizwirkung zu dynamischer Effizienz. Ein Blick auf den aktuellen Stand der Forschung zu dieser Thematik hat gezeigt, dass diese Problematik kaum charakterisiert ist und dass wir uns hier auf einem offenen Forschungsfeld bewegen.

Das Unterarbeitspaket 2 präsentiert und evaluiert internationale Ländererfahrungen (Vereinigtes Königreich, Italien, Norwegen, Niederlande) von Regulierungsregimen, die eine Vorreiterrolle im Hinblick auf eine intensivere regulatorische Auseinandersetzung mit dem Thema (dynamisch effiziente) Investitionen im Kontext von Smart Grids einnehmen. Die Untersuchungen zeigen, dass in den betrachteten Ländern Maßnahmen mit unterschiedlicher Intensität zur regulatorischen Berücksichtigung von Investitionen und zur Stimulation dynamischer Effizienz ergriffen werden.

In Unterarbeitspaket 3 ist ein Netzbetreibermodell entwickelt worden, mit dessen Hilfe verschiedene Maßnahmen zum Aufbau eines Smart Grid analysiert werden. Zentrale Fragestellung ist, inwiefern der gegenwärtige deutsche Regulierungsrahmen der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) hinreichende Anreize bereitstellt oder ob es systematische Verzerrungen gibt, die Investitionen in eine intelligente Netzinfrastuktur entgegenstehen. Folgende Ergebnisse lassen sich festhalten: Ersatzinvestitionen werden grundsätzlich durch die ARegV erfasst. Ab 2012 soll die Versorgungsqualität außerdem mit der Einführung eines Q-Elementes Strom zusätzlich regulatorisch flankiert werden, wobei die tatsächliche Anreizwirkung erst nach Implementierung festgestellt werden kann. Demgegenüber lassen sich hinsichtlich der Incentivierung der beiden Innovationsformen (Prozess- und Produktinnovationen) gewisse Defizite feststellen. Durch die Abstimmung auf die individuellen Kosten kann ein Netzbetreiber Mehrgewinne durch Kostensenkungen nur über eine Regulierungsperiode einbehalten, was die Möglichkeiten der Erwirtschaftung von Innovationsrenten einschränkt. Hinsichtlich der Produktinnovationen lässt sich eine gewisse zeitliche Diskrepanz zwischen positiven und negativen Implikationen von Investitionen in eine intelligente Netzinfrastuktur erkennen. Negative Auswirkungen werden oft frühzeitig für den Netzbetreiber spürbar, während der Nutzen in Form einer verbesserten Erlössituation in der Regel zeitverzögert auftritt. Allerdings ist ebenfalls zu konstatieren, dass der bestehende Regulierungsrahmen bereits durch Smart Grids intendierte Wirkungen adressiert (z.B. in Form von entsprechenden Parametern im Benchmarking und im Erweiterungsfaktor).

## 3.2 AP 2: Intelligente Netzbepreisung

Federführend: BEI, Bremen

Der durch die Energiewende bedingte Netzinvestitionsbedarf bei Verteilnetzen wird als sehr erheblich eingestuft. Insbesondere die Entwicklung von Wind und Photovoltaik verursacht zunehmend Engpässe in den Verteilnetzen. Der nötige Netzausbau wird auf 20–30 Milliarden Euro bis 2020 geschätzt.<sup>4</sup> Durch besser Koordination ließen sich Teile davon einsparen. Für Großbritannien werden Einsparungen durch örtliche Netzbepreisung auf etwa £ 200 Mio. Pfund Sterling (etwa € 230 Mio.) über 20 Jahre geschätzt, was etwa 0,5 % der Investitionskosten entspricht. Für die USA werden 5–20 % Einsparungen an Netzinvestitionen<sup>5</sup> durch Smart Grids erwartet.<sup>6</sup> AP 2 untersucht „intelligente Netzbepreisung“ als eine Methode, um Netzinvestitionen zu vermeiden.

Netzausbau ist neben erheblichen Kosten mit Akzeptanzproblemen verbunden. Zudem ist die Umsetzung oft langwierig. Umso wichtiger ist es das Potenzial zur Vermeidung von nicht-zwingend-benötigten oder vermeidbaren Investitionen maximal auszuschöpfen und so dazu beizutragen, dass das Netz kein Engpass für die Energiewende wird. Das Kernproblem wird sehr anschaulich in folgender Abbildung 3 dargestellt.<sup>7</sup>

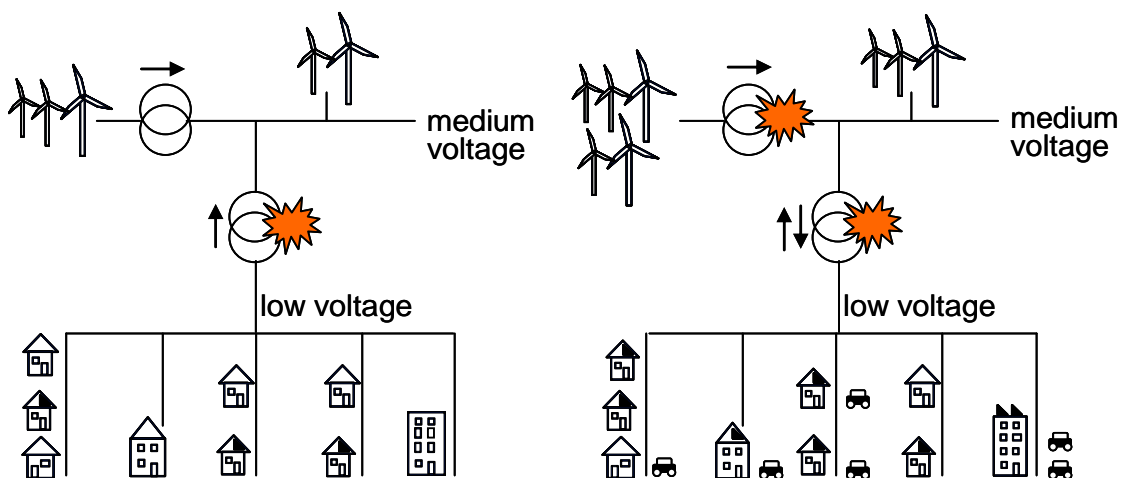


Abbildung 3: Engpässe im Verteilnetz durch neue Akteure

<sup>4</sup> BDEW 2011. Abschätzung des Ausbaubedarfs in deutschen Verteilungsnetzen aufgrund von Photovoltaik- und Windeinspeisungen bis 2020. March 30, 2011.

<sup>5</sup> Eigene Berechnungen beruhend auf EPRI (2011): \$ 200–300 Mrd. über die nächsten 20 Jahre für intelligente Verteilnetze in den USA, eingesparte Netzinvestitionen durch smart grids im selben Zeitraum: \$ 8–20 Mrd. EPRI 2011, „Estimating the Costs and Benefits of the Smart Grid. A Preliminary Estimate of the Investment Requirements and the Resultant Benefits of a Fully Functioning Smart Grid. Technical Report.“

<sup>6</sup> Die hier genannten Ziffern beruhen auf den weiter oben genannten Quellen und Li, Tolley, Padhy, & Wang, 2009, „Framework for assessing the economic efficiencies of long run network pricing models“.

<sup>7</sup> Die Abbildung beruht auf einer freundlicherweise vom Beiratsmitglied EWE-Netz zur Verfügung gestellten Darstellung.

Die Abbildung zeigt zwei neuartige Quellen für Knappheiten im Verteilnetz: zum Einen Einspeisung von dezentraler Erzeugung (momentan vor allem PV) und zum Anderen zusätzliche Last durch Elektromobilität. Die Blitzzeichen illustrieren, wie Netzengpässe und damit Ausbaubedarf standortbezogen entstehen. Die Idee ist, mittels differenzierter Bepreisung die Netzbelastung standortbezogen zu steuern und somit Netzausbau teilweise zu vermeiden.

Differenzierte Bepreisung hat eine zeitliche Komponente (Spitzenlasttarifizierung) und eine standortbezogene Komponente (*locational pricing*). Aufgrund des innovativen Charakters wurde in dieser Untersuchung der Fokus vor allem auf die standortbezogene Komponente im Verteilnetz gelegt. Da sich im Laufe der Untersuchung herausstellte, dass ein alleiniger Fokus auf „Netzbepreisung“ nicht zielführend ist, wurde immer das Paket von Netz- und Energiebepreisung betrachtet.

Die Prinzipien einer standortbezogenen Netz- oder Energiebepreisung sind von der Übertragungsebene bekannt, wenn auch nicht sehr häufig angewendet worden. Die zwei Kernfragen der Untersuchung in AP2 sind erstens, inwiefern vergleichbare Prinzipien auf der Verteilnetzebene greifen, und zweitens, inwiefern eine solche Bepreisung in Deutschland Anwendung finden könnte.

Der zentrale Ansatz ist, ausgehend vom gegenwärtigen Regelungsrahmen in Deutschland, die Suche nach den kleinsten Reformschritten, die noch effektiv sind, jedoch keinen wirklichen Systemwechsel erfordern. Effektiv heißt in unserer Betrachtung eine „Pareto-Verbesserung“, d.h. eine Änderung die zumindest eine Partei besser stellt ohne dass irgendeine andere Partei sich schlechter stellt. Falls das Optimierungspotenzial auf Basis von Freiwilligkeit und Optionalität umgesetzt wird, setzt die „Reform“ eigentlich nur voraus, dass die Vereinbarungen überhaupt zugelassen werden. Die Aufgabe des Gesetzgebers und ausführender Behörden ist lediglich, bereits bestehende Regelungen flexibel anzuwenden (Flexibilisierung) und erst einzugreifen, wenn eine Partei möglicherweise doch unverhältnismäßig benachteiligt wird. Dies betrifft z. B. die Regelungen für individuelle Netzentgelte (StromNEV §19.2) oder Zuruf- und Abschaltvereinbarungen.

Die standortbezogenen differenzierten Vereinbarungen, Vertrags- und Tarifgestaltungen, die sich auf Basis von Freiwilligkeit und Optionalität und basierend auf dem bestehenden Regelrahmen in dem Markt entwickeln können, nennen wir „Smart Contracts“. Die Ergebnisse der Studie wurden in drei zusammenhängenden Arbeitspapieren aufbereitet.

Papier 1 mit dem Titel: „Locational signals to reduce network investments in smart distribution grids: what works and what not?“ steckt den Rahmen ab. Die Grundmodelle werden vorgestellt und ihre Anwendbarkeit im Verteilnetz anhand verschiedener Kriterien bewertet. Wir meinen, dass ein auferlegtes „locational spot pricing“ für das Ver-

teilnetz ungeeignet ist. Besser bzw. einfacher erscheint ein lokal-differenziertes Netzbepreisungssystem. Der Nachteil ist hier jedoch die schwache kurzfristige Steuerungseffektivität. Wir schlagen einen Mittelweg vor: Smart contracts im Sinne freiwilliger und optionaler Regelungen, die Netznutzer dazu anreizen und dafür kompensieren, aus Sicht des Netzbetreibers ansonsten anfallende Investitionen zu vermeiden. Sie können ohne übermäßigen Regulierungsaufwand einen effektiven Beitrag liefern, den Netzinvestitionsbedarf zu verringern.

Papier 2 mit dem Titel: „Smart pricing to reduce network investment in smart distribution grids – experience in Germany“ ergänzt den analytischen Vergleich aus Papier 1 selektiv mit internationalen Erfahrungen mit standortbezogener Bepreisung und vertieft das Potenzial für Smart Contracts für Deutschland. Während es weltweit nur selten eine explizite Umsetzung von standortbezogener Bepreisung im Verteilnetz gibt, finden sich häufig Regelungen, die für diesen Zweck eingesetzt werden, auch wenn sie nicht dafür entwickelt wurden. So auch in Deutschland. Wir stellen fest und führen in Detail aus, dass es bereits im bestehenden Regelrahmen gesetzliche Möglichkeiten für Netzbetreiber oder auch andere Parteien gibt, standortbezogene Tarifkomponenten umzusetzen. Diese sollten allerdings mit mehr Flexibilität zugelassen werden sollten. Dies sollte die Möglichkeit beinhalten auch Erzeuger in die Netzbepreisung einzubeziehen.

Papier 3 mit dem Titel: „Improving investment coordination in electricity networks through smart contracts“ ist ein eher technischer Beitrag zur Vervollständigung der beiden anderen Papiere. Diese schlagen Smart Contracts auf Basis von Freiwilligkeit und Optionalität vor. In diesem etwas formaleren, modell-basierten Papier zeigen wir, dass Pareto-Verbesserungen auch bei Freiwilligkeit möglich sind. Im Kontext der Anreizregulierung liegt die eigentliche Schwierigkeit vielleicht weniger in der Pareto-Verbesserung an sich, sondern vielmehr in der Anreizwirkung beim Netzbetreiber. Dieser muss einen Anreiz haben das „effiziente Netzinvestitionsniveau“ zu finden; weder zu wenig, noch zu viel.

### 3.3 AP 3: Weiterentwicklung der Anreizregulierung: Netzinnovation und -transformation

Federführend: Öko-Institut, Freiburg

#### Innovationswirkung der Anreizregulierung

Die relativ schwachen Innovationsanreize durch die Anreizregulierung stehen im Widerspruch zum zunehmenden Innovationsbedarf in den Netzen. Mit dem Wechsel von der kostenbasierten Regulierung zur Anreizregulierung war zwar nicht zuletzt die Hoffnung verbunden, dass damit auch die Innovationsfähigkeit der Netze gestärkt wird.

Betrachtet man jedoch genauer, wie die Anreizregulierung wirkt, dann ist F&E für die regulierten Unternehmen eher unattraktiv (vgl. IRIN Working Paper Bauknecht (2011): Incentive Regulation and Network Innovations):

- Durch preisbasierte Regulierung wird das Risiko von F&E zu den Unternehmen verschoben. Das ist prinzipiell zu befürworten. Allerdings erfolgt eine asymmetrische Behandlung von Kosten und Nutzen: Unternehmen müssen den Nutzen erfolgreicher F&E-Projekte mit den Kunden teilen, aber können die Kosten nicht mehr durchreichen, auch bei erfolgloser F&E.
- Die Regulierung differenziert nicht zwischen ‚normalen‘ Effizienzgewinnen und F&E basierten Effizienzgewinnen mit höherem Risiko. Die Regulierung vernachlässigt Unsicherheit und die Tatsache, dass Innovation kein Optimierungsprozess ist. Es gibt in der Folge kein regulatorisches Äquivalent zu Patenten.
- Das Problem verschärft sich, wenn das Ziel von F&E nicht nur Kostensenkung ist, sondern zusätzlich politische Ziele erreicht werden sollen, wie die Integration erneuerbarer Energien. Innovationsgewinne kommen dann noch weniger den Unternehmen zugute, folglich sinken deren Innovationsanreize weiter.

## Innovationsgerechte Ausgestaltung der Anreizregulierung

Grundsätzlich stehen zwei Ansatzpunkte zur Verfügung, um auf diese Innovationsdefizite zu reagieren: zum Einen die Innovationsinputs, also die Ausgaben für F&E; zum Anderen die Innovationen selbst, also die Outputs der F&E-Aktivitäten.

Outputorientierte Regulierung gibt zwar bessere Anreize für effektive und effiziente F&E. Allerdings lassen sich die Outputs von F&E kaum so messen, dass sie in der Regulierung berücksichtigt werden können. Sinnvoll erscheint daher ein begrenztes Budget für Innovationen, durch das die Netzbetreiber zumindest einen Teil der F&E-Kosten erstattet bekommen (Innovationsbudget).

Aber reicht das aus, um die Netzinfrastruktur für die Energiewende bereitzustellen? Und warum sollten Netzkunden, die „zufällig“ an das Netz eines innovativen Unternehmens angeschlossen sind, für die Kosten intelligenter Netze aufkommen?

Dies wirft die Frage auf, ob Innovationen nicht auch außerhalb der eigentlichen Anreizregulierung adressiert werden sollten. Dies wird zum Beispiel seit kurzem in Großbritannien mit einem Fonds praktiziert („Low Carbon Network Fund“ bzw. „Network Innovation Competition“). Hier können sich alle Netzbetreiber um die Finanzierung von Innovationsprojekten aus einem Fonds bewerben, der von allen Netznutzern gespeist wird. Welche Projekte ausgewählt werden ist nicht zuletzt abhängig davon, inwieweit sie zur Umsetzung politischer Ziele beitragen (vgl. IRIN Artikel Bauknecht & Koch (2010): Netzinnovationen und Netzregulierung im Dilemma zwischen Kosteneffizienz und Investitionsbedarf).

Am attraktivsten erscheint eine Kombination beider Optionen: Jedes Unternehmen bekommt ein begrenztes Budget für Netzinnovationen, welches beispielsweise für den kontinuierlichen Wissensaufbau in einer F&E-Abteilung genutzt werden kann. Wer darüber hinaus gehen will, um beispielsweise neue Netzbetriebskonzepte zu erproben oder innovative Netztechnik im Pilot- und Demonstrationsstadium einzusetzen, kann zusätzliche Mittel aus einem Innovationsfonds beantragen.

Die Zerteilung in Innovationsbudget und Innovationsfonds hat den Vorteil, dass einerseits durch das Innovationsbudget alle Unternehmen Zugang zu F&E-Mitteln bekommen und damit auch die Notwendigkeit von Innovationen signalisiert wird. Andererseits kann das Innovationsbudget aber einen eher begrenzten Umfang haben und besonders innovative Unternehmen, die größere Innovationsvorhaben planen, können sich zusätzlich beim Innovationsfonds bewerben. Da Smart Grid Innovationen zudem nicht nur der Effizienzsteigerung des einzelnen Unternehmens dienen, sondern der Weiterentwicklung des Gesamtsystems, sollte der Fonds im Gegensatz zum Innovationsbudget zudem nicht durch die Kunden einzelner Netzbetreiber gespeist werden, sondern aus den Tarifen aller Netznutzer. Daraus ergibt sich dann auch die Verpflichtung für die Unternehmen, Ergebnisse zu veröffentlichen. Im Gegensatz zu bestehenden Programmen der Forschungsförderung könnte der Fonds bei der Regulierungsbehörde verankert werden, der dadurch auch eine Rolle bei der strategischen Weiterentwicklung des Stromnetzes zugewiesen wird.

## Innovationsgerechte Governance der Stromnetze

Neben der Berücksichtigung von Innovationen in der Anreizregulierung stellt sich die Frage, welche Herausforderungen sich für die Regulierung aus der langfristig eventuell notwendigen Transformation der Netzinfrastruktur ergeben. Hier hat sich gezeigt, dass die Institution der Netzregulierung mittelfristig auch eine Rolle einnehmen kann, die über die Regulierung der Netzentgelte und die Vermittlung entsprechender ökonomischer Anreize hinausgehen kann (vgl. IRIN Working Paper Bauknecht (2010): Network regulation and system change: Beyond changes in the incentive formula). Dabei geht es um die langfristige Planung der Netzinfrastruktur, die Entwicklung möglicher Zukunftsszenarien, die Auswahl robuster Strategien und die Vermeidung von Pfadabhängigkeiten sowie die Koordination heterogener Akteure mit verschiedenen Interessen. Mit dieser Entwicklung nimmt der Regulierer auch stärker als heute eine vermittelnde Rolle ein bei der Frage, in welche Richtung sich die Netze entwickeln sollen.

Dabei verändert sich auch die Schnittstelle zwischen Regulierung und politischem Prozess, da die Hauptaufgabe nicht mehr nur darin besteht, die bestehende Infrastruktur möglichst effizient zu betreiben, sondern die Infrastrukturentwicklung zunehmend der Unterstützung politischer Ziele dient und Teil des politischen Diskurses wird.

## 3.4 AP 4: Anpassung des rechtlichen Rahmens

Federführend: IBE, Bochum

Auch die rechtswissenschaftliche Untersuchung ergab, dass schon der bisherige energie- und klimaschutzrechtliche Rahmen eine prinzipiell hinreichende Basis für die Implementierung von *Smart Grids* bildet. Um indes mittels *smart-grid*-bezogener Netz- bzw. Steuerungstechnologien noch nachhaltiger zur Erreichung der damit verfolgten energie- und umweltpolitischen Zielsetzungen beizutragen, empfehlen sich einzelne Anpassungen bzw. Ergänzungen des rechtlichen Rahmens. Die juristische Prüfung lehnte sich dabei an die übrigen Arbeitspakete an und fragte nach der rechtsnormativen Umsetzbarkeit dort entwickelter Handlungsempfehlungen. Zwecks Förderung innovativer Netz- und Netzsteuerungstechnologien ging sie zum Teil über den vorwiegend netzregulierungsrechtlichen Fokus der ökonomischen Betrachtungen hinaus – und zwar im Hinblick auf die bestehenden Rechtsvorschriften für Energiespeicher, zur Netzentflechtung und zum Einspeisemanagement.

Die Untersuchungsergebnisse seien, soweit sie nicht bereits in das unlängst verkündete Legislativpaket zur Energiewende 2011 (s. BGBl. 2011 I S. 1554, 1634, 1690) eingingen, anhand der zentralen juristischen Arbeitspapiere wie folgt zusammengefasst:

Ein erster Untersuchungskomplex (s. dazu *Güneysu/Vetter/Wieser*, Intelligenter Rechtsrahmen für intelligente Netze, DVBl., – 2011, S. 870 ff.) analysiert den bislang bestehenden Rechtsrahmen zunächst allgemein bzw. hinsichtlich aller involvierten Rechtsgebiete. Ausgehend von den rechtlichen Vorgaben für das Messwesen unter Einschluss des *Smart Metering* wurden insbesondere auch damit einhergehende datenschutzrechtliche Belange untersucht. Im Schwerpunkt wendet sich der Beitrag der Kernfrage zur Position von *Smart Grids* bzw. dazu erforderlicher F&E- und Netzausbau- oder Modernisierungsmaßnahmen in der Anreizregulierung zu. Die rechtliche Analyse gelangt insoweit und mit den übrigen Arbeitspaketen zu einzelnen Defiziten hinsichtlich der einschlägigen Rechtsvorschriften. Dies wird mit Blick speziell auf die bislang nur ansatzweise ausgeformte *Qualitätsregulierung* (§§ 18 ff. ARegV, unter Auseinandersetzung mit den BNetzA-Eckpunkten vom 15.12.2010) und zum Anderen auf die Voraussetzungen für die Genehmigungen von *Investitionsbudgets* (§ 23 ARegV) vertieft: Danach hebt das Qualitätskriterium der „Netzzuverlässigkeit“ bisher (zu) einseitig auf den Stromtransport ab (vgl. § 19 Abs. 3 ARegV) und bildet mithin übrige Vorzüge des intelligenten Netzes wie Datenaustausch und bidirektionale Steuerung nicht hinreichend ab. Auch ist eine wünschenswerte stärkere Differenzierung respektive Flexibilisierung hinsichtlich standortgebundener Netzeigenschaften (z.B. in Bezug auf Abnehmerstrukturen oder Einzugsbereiche für erneuerbare Energien, s. im Einzelnen AP 2) zu vermissen. Die Regelungen zur Anerkennung von *Investitionsbudgets* (§ 23 ARegV) fokussieren bis dato, trotz schon jetzt gegebener Ansatzpunkte z.B. in § 23 Abs. 1 Satz 2 Nr. 7 ARegV, zu sehr auf (räumliche) Netzausbau- bzw. Netzver-

stärkungsmaßnahmen („*hardware*“) und sollten daher um *smart-grid*-spezifische Netzverbesserungen und deren Erforschung/Erprobung durch F&E-Aktivitäten (mit Blick auf den Einsatz von IKT also auch „*software*“-bezogen) ergänzt werden – namentlich und angesichts der insoweit bislang besonders restriktiv gefassten Vorgaben durch erweiterte Möglichkeiten für *Verteilnetzbetreiber* i.R.d. § 23 Abs. 6 ARegV und in Abgrenzung zu den (in Bezug auf *Smart Grids* bislang gleichfalls eher unflexiblen) Möglichkeiten des Erweiterungsfaktors nach § 10 ARegV. Ergänzungen kommen, über den bisherigen und für VNB zu erweiternden Rahmen des § 23 ARegV hinaus, auch in Gestalt gesondert zuzubilligender Innovationsbudgets (s. noch Handlungsempfehlungen 2 und 4) in Betracht. Nachbesserungsbedarf ergab sich ferner bezüglich der Anrechenbarkeit von (Innovations-) Kosten für *Smart Meter* im Rahmen des Regulierungskontos (§ 5 Abs. 1 S. 3 ARegV).

Ein zweiter Untersuchungsabschnitt (s. dazu *Güneysu/Wieser*, *Smarte Preise für smarte Netze – Evolution oder Revolution?*, ZNER 2011, im Erscheinen) galt dem rechtlichen Rahmen im Hinblick auf die aus volkswirtschaftlicher Sicht (s. insbes. AP 2) dringend erscheinende Flexibilisierung der Netzentgelt- und/oder Energiepreisbemessung. Die Analyse ergab, dass bei durchaus beachtlichem Gestaltungsspielraum bezüglich flexibler Abrechnungen für Strom*lieferungen* im Sinne des § 40 Abs. 3 (inzwischen: erweiterter Abs. 5) EnWG die Entgeltbildung für den *Netzzugang von Letztverbrauchern* nach §§ 15 bis 17 StromNEV weiterhin sehr restriktiv vorstrukturiert ist. Dies hat auch für die von § 19 Abs. 2 StromNEV in den Blick genommenen „Sonderformen der Netznutzung“ zu gelten: Schon jetzt grundsätzlich gebotene *individuelle* Netzentgelte sind auch nach Ergänzung vom Juli/August 2011 (nunmehr: grundsätzlich *Befreiung* von Netzentgelten als Sollvorschrift; bundesweiter Ausgleich bzw. Wälzung von NB-Erlösausfällen über ÜNB) weiterhin nur unter recht engen Voraussetzungen möglich und finden nur auf lastganggemessene Netznutzer Anwendung. Dies steht einer Verallgemeinerung im Sinne verbreiteter anzuwendender *Smart Contracts* im intelligenten Energienetz im Wege. Als durchaus im Sinne von *Smart Contracts* hervorzuheben ist allerdings die Streichung des bisherigen § 19 Abs. 2 S. 3 StromNEV, wonach individuelle Netzentgelte den Beitrag des Netzkunden zu einer Senkung oder Nichterhöhung von Netzkosten widerzuspiegeln haben; der Ordnungsgeber rückt damit ersichtlich von einer allein kostenzentrierten Betrachtungsweise ab und begünstigt nunmehr offenbar auch kleinere Abnehmer.

Die weiteren juristischen Betrachtungen betrafen außerhalb der Anreizregulierung und der Netzentgelt- bzw. Strompreisbildung angesiedelte Regelungszusammenhänge – und konkret mögliche kontraproduktive Einflüsse der Vorgaben zur (insbesondere informativ) Netzentflechtung (s. Arbeitspapier *Wieser*, *Entflechtung als Störfaktor im intelligenten Elektrizitätsverteilernetz*, EurUP 2011), zur Position von (potenziellen) Stromspeichern sowie zur Systemverantwortung der Netzbetreiber. Auch diesbezüglich ergaben sich einzelne und z.T. beachtliche Defizite hinsichtlich der Implementierung

von *Smart Grids* – etwa bezüglich des wünschenswerten Informationsflusses zwischen Netzbetrieb und Energielieferung, einer Emanzipation des bislang eher als „Notfalllösung“ und außerdem viel zu komplex geregelten Einspeisemanagements (z.B. in punkto starrer Abregelungshierarchien) sowie der Schaffung von Investitionsanreizen für den Ausbau einer Elektrizitätsspeicherinfrastruktur.

## 4 Handlungsempfehlungen

Es sei nochmals betont, dass für unsere konkreten Handlungsempfehlungen zur Anpassung der Anreizregulierung politische Akzeptanz ein zentraler Leitfaden ist. Gesucht wird letztlich nach möglichst effektiven, zugleich aber möglichst einfach – d.h. ohne Systembruch – umzusetzenden kleineren investitions- und innovationsgerechten Anpassungen. Weiter reichende Vorstellungen und Ideen, die das Projekt sicherlich hervorgebracht hat, betrachten wir hier nicht als konkrete Handlungsempfehlung sondern als „nächste Schritte“ und somit als Empfehlung zur Reflektion resp. „Merkposten“ bei der künftigen Entwicklung der „dritten“ Regulierungsperiode.

Für konkrete Handlungsempfehlungen, die sich zeitnah und effektiv umsetzen ließen, haben wir aus jedem Arbeitspaket eine Empfehlung explizit abgeleitet. Die Handlungsempfehlungen die hier vorgestellt werden, folgen logisch aus den Thesen. Die Details und zentralen Argumentationslinien hinter diesen Thesen befinden sich in den Arbeitspapieren. Die Verweise oben im Text beziehen sich auf die Arbeitspapiere.

### 4.1 Handlungsempfehlung 1: Punktuelle Adjustierung der Anreizregulierung: Systemtreue und Investitionsbonus

Grundsätzlich sollte das noch junge System der Anreizregulierung in seiner Grundausrichtung ohne einen substantiellen Systemwechsel weiterlaufen, damit sich die gewünschten Wirkungsweisen und Effekte hinsichtlich der Kosteneffizienz vollständig entfalten können. Allerdings wird in Arbeitspaket 1 festgestellt, dass die Anreizregulierung Anreize für Investitionen in eine intelligente Netzinfrastruktur, die zu einer dynamisch effizienten Ressourcenallokation im Bereich der CAPEX führen, nicht ausreichend setzt. Es stellt sich also die Frage, wie unter der Annahme, dass der Investitionsbedarf speziell in den Verteilnetzen zur Reaktion auf den zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien steigt, Investitionen in eine intelligente Netzinfrastruktur zu incentivieren sind. Um dieser Problematik zu begegnen, sind Maßnahmen denkbar, die die bestehenden Stellschrauben der ARegV nachjustieren. Damit Abgrenzungsprobleme vermieden werden und um dem Netzbetreiber einen gewissen Entscheidungsspielraum offenzuhalten, ob er seine Netzstruktur durch „Kupfer“ oder „Intelligenz“ optimiert, sollte diesen Anreizdefiziten nicht durch ein spezielles Instrument für Smart-Grids Investitionen begegnet werden. Es soll jedoch – allerdings indirekt – ein pragmatischer Anreiz für diejenigen Investitionen im Kontext Smart Grids geliefert werden, die durch die bisherigen Instrumente der ARegV nicht erfasst werden.

Wir empfehlen daher die Prüfung der Einführung eines allgemeinen Investitionsbonus, der sowohl für konventionelle als auch für innovative Netztechnik gilt. Der Investi-

onsbonus sollte in Form einer noch zu bestimmenden Erhöhung des Eigenkapitalzinses für Neuinvestitionen ab der zweiten Regulierungsperiode Anwendung finden und für alle Netzbetreiber im Verteilnetzbereich gelten. Die aus diesem Instrument resultierende erhöhte kalkulatorische Eigenkapitalverzinsung würde sich allerdings erst in der Erlösobergrenze der dritten Regulierungsperiode niederschlagen. Es ist daher ein angemessen hoher Zinssatz zum Barwertausgleich aufgrund der in der ARegV bestehenden Zeitverzögerungen zu wählen.

In der Grundwirkung kann dieses Instrument als Kompensation für bestehende netzseitige Unsicherheiten hinsichtlich der anstehenden Transformation des Energiesystems interpretiert werden. Allerdings weisen wir nachdrücklich darauf hin, dass im Vorfeld einer Einführung eines Investitionsbonus eingehend geprüft werden sollte, inwiefern ein Risiko für mögliche Doppelförderung in Kombination mit anderen Regulierungsinstrumenten vorliegen könnte. Wird bei der Überprüfung eine doppelte Incentivierung festgestellt, ist die Einführung eines regulatorischen Optionsmenüs, aus dem der Netzbetreiber bestimmte für ihn geltende Instrumente auswählen kann, denkbar. Dieses Menü soll den Wechselwirkungen der einzelnen Regulierungsinstrumente sowie der spezifischen Investitionssituation eines individuellen Netzbetreibers Rechnung tragen. Hinter diesen Vorbehalten steht letztlich der Schutz des Konsumenten.

## 4.2 Handlungsempfehlung 2: Innovationsbudget und Innovationsfonds

Für den erfolgreichen Aufbau einer intelligenten Verteilnetzinfrastuktur sind in den nächsten Jahren aktive Innovationsanstrengungen nötig. Diese betreffen sowohl die Entwicklung und Erprobung von neuen Netzbetriebskonzepten als auch die dafür benötigten Innovationen im Bereich der Netztechnik. Um diese Innovationsaktivitäten ausreichend anzureizen sind zwei Instrumente denkbar: ein begrenztes Innovationsbudget und ein darüber hinaus gehender Innovationsfonds.

Mit dem begrenzten Innovationsbudget sollen die Verteilnetzbetreiber in die Lage versetzt werden, einen kontinuierlichen Wissensaufbau in einer F&E-Abteilung zu gewährleisten. Dieser Wissensaufbau ist sowohl für die eigene Problemanalyse und das Ausloten von konventionellen versus smarten Maßnahmen als auch die individuelle, netzspezifische Anpassung von Innovationen anderer Netzbetreiber nötig.

Ergibt sich aus diesen F&E-Aktivitäten ein erweiterter Innovationsbedarf, z.B. für die Erprobung von neuen Betriebskonzepten oder den erstmaligen Einsatz von innovativer Netztechnik (Demonstrationsvorhaben), können zusätzliche Mittel aus einem Innovationsfonds beantragt werden. Über die tatsächliche Förderung von Forschungsprojekten entscheidet ein Gremium anhand spezifischer Kriterien.

### 4.3 Handlungsempfehlung 3: Flexibilisierung der Anwendung des bestehenden Regelrahmens

Eine Flexibilisierung von dem bereits vorhandenen gesetzlichen Spielraum kann einen Beitrag zur Vermeidung von ansonsten benötigten Netzinvestitionen liefern. Flexibilisierung heißt in diesem Fall, dass den Netzbetreibern innerhalb der gesetzlichen Grenzen möglichst viel Spielraum gelassen werden sollte. Eine solche „Maßnahme“ erfordert also nicht sosehr eine Gesetzesänderung, sondern lediglich eine flexiblere Auslegung und Anwendung. Die konkreten Beispiele betreffen standortbezogene Netzentgelte.

Beispiel 1: Baukostenzuschüsse (BKZ). Während BKZ bisher hauptsächlich mit dem Ziel verwendet werden übermäßig hohe Kapazitätsanforderungen zu verhindern, könnten sie durch stärkere Differenzierung auch innerhalb eines Netzes oder unter Berücksichtigung des zeitlichen Abnahmeverhaltens eine höhere Steuerwirkung entfalten und Netzinvestitionen vermeiden.

Beispiel 2: individuelle Netzentgelte. Bisher ist das Kriterium auf abweichendes Nutzungsverhalten von der Spitzenlast in der jeweiligen Netzebene festgelegt. Eine Erweiterung so dass eine Anwendung auch unter Berücksichtigung örtlicher Aspekte, also beispielsweise regionaler Engpässe innerhalb eines Netzgebietes, möglich ist, könnte vorteilhaft sein.

Beispiel 3: freiwillige Abschaltvereinbarungen. Schon jetzt ist es möglich, mit Zuruf- und Abschaltvereinbarungen die Netzstabilität zu sichern und teilweise auch mit EEG-Erzeugern Abschaltvereinbarungen einzugehen, um das Auftreten negativer Strompreise zu verringern. Zur Vermeidung von Netzinvestitionen sind die Regelungen bisher zu restriktiv, auf große Installationen beschränkt und nur teilweise mit EEG-Erzeugern möglich. Da diese den Großteil der Erzeugung in Verteilnetzen darstellen, wäre eine Erweiterung hier sinnvoll.

### 4.4 Handlungsempfehlung 4: Juristische Umsetzbarkeit

Die aus ökonomischer Sicht als kurzfristig und ohne Systemwechsel realisierbar erachteten Anpassungen sind auch aus juristischer Sicht innerhalb des bestehenden Regelrahmens relativ problemlos umzusetzen. Im Hinblick auf die Regelungen in Rechtsverordnungen empfehlen sich u.U. und mit Blick auf Art. 80 GG zusätzliche Anpassungen der jeweiligen gesetzlichen Ermächtigungen wie der Vorgaben speziell in § 21a Abs. 6 Satz 2 EnWG zur ARegV. Ansonsten gilt im Anschluss an die Ausführungen unter 3.4. hinsichtlich der vorstehenden Handlungsempfehlungen:

*ad 1: Investitionsbonus*

- Dieser ist durch entsprechende Verdeutlichungen und erforderlichenfalls Er-

gänzungen namentlich der ARegV einzuführen. Dabei sind auch aus Rechtsgründen und zwecks Schonung des Stromkunden Doppelförderungen resp. –belastungen zu vermeiden und ist auf das stimmige Zusammenspiel mit anderen Instrumenten zu achten. In Betracht kommt eine Ergänzung namentlich der Vorgaben zur Eigenkapitalverzinsung in § 14 Abs. 2 und evtl. auch in § 7 Abs. 4 und 6 StromNEV.

*ad 2: Innovationsbudget*

- Sofern an die Einführung spezieller Innovationsbudgets für VNB – speziell zur Entwicklung von *Smart Grids* oder zweckneutral – gedacht wird, kommt etwa eine § 23 ARegV nachempfundene Regelung in Betracht und ist gleichfalls auf die Systemkonsistenz hinsichtlich der übrigen Privilegierungen und Ausnahmeregelungen der ARegV zu achten. *Neben* Innovationsboni oder –budgets in Betracht gezogene *Fondslösungen* erscheinen ebenfalls machbar – sofern die Abgrenzung zwischen beiden Mechanismen hinreichend klar und praxistauglich zum Ausdruck kommt, u.U. aus dem Finanzverfassungsrecht (Stichwort „Sonderabgabe“) und dem EU-Beihilferecht folgende Grenzen beachtet werden sowie das Verfahren zur Bildung des Fonds und seiner Inanspruchnahme durch Investoren hinreichend transparent und nichtdiskriminierend ausgestaltet ist.

*ad 3: Flexibilisierung und „Selbstregulierung“*

- Angesichts der hoch komplex gearteten technisch-ökonomischen Zusammenhänge und Wechselwirkungen im *Smart Grid* erscheint auch aus rechtlicher Sicht eine (weitere) Flexibilisierung des bestehenden Rechtsrahmens geboten, wenn nicht unumgänglich.
- Wünschenswert ist namentlich die verstärkte Ermöglichung individueller und standortbezogener Netzentgeltvereinbarungen durch Anpassungen bzw. Erweiterungen im Rahmen der §§ 15 ff. und insbesondere des § 19 Abs. 2 StromNEV.
- Ferner können dem Anschlussnehmer aufzuerlegende *Baukostenzuschüsse* Lenkungs- bzw. Anreizwirkung in Richtung optimierter Netzanschlüsse entfalten. Zwecks Durchsetzung einer *Smart Grids*-gerechten Steuerung etwa des zeitlich begrenzten Strombezugs mit Hilfe (lastvariabler) Baukostenzuschüsse sollten die bislang ebenfalls eher starren Vorgaben v.a. in § 11 Abs. 2 NAV gelockert werden.
- Auch im Bereich des Einspeisemanagements sind flexiblere und letztlich nachhaltigere Mechanismen, namentlich in Gestalt „smarter“ Zu- und Abschaltvereinbarungen, vorstellbar. Mit ihrer Hilfe könnte die Balance zwischen Stromeinspeisung und –verbrauch kontinuierlich überwacht und erforderlichenfalls situationsangemessen und zügig korrigiert werden. Die gerade erfolgten Neuregelungen im EEG und EnWG weisen in diese Richtung; namentlich entschied sich der Gesetzgeber entgegen der bislang gängigen Praxis der BNetzA (Leitfaden)

und mit überwiegenden Stimmen im Schrifttum gegen eine starre Abschalt-rangfolge. Ob es weiterer Anpassungen bzw. Flexibilisierungen, namentlich im Zusammenspiel aus EnWG und EEG, bedarf, dürfte kurzfristig auch aus dem „Praxistest“ der neuen Vorschriften folgen.

## 5 Nächste Schritte

In den zentralen Schlussfolgerungen und Handlungsempfehlungen haben wir uns, wie oben ausgeführt, auf den wesentlichen Kern, aus dem kurzfristig umsetzbare Reformvorschläge folgen können, beschränkt. Selbstverständlich förderte die Debatte weitere, z.T. sehr grundsätzliche Aspekte zu Tage. Eine Empfehlung wäre, die zweite Regulierungsperiode für einen grundlegenden „Review“ des Systems der Anreizregulierung mit Blick auf die dritte Periode zu nutzen. Was wären nun solche grundlegenden Themen für einen „ARegV@10-Review“?

Das Zeitverzugsproblem bei der Anreizregulierung erfordert eine systematische Lösung. Es kann über eine Verkürzung der Perioden, wie in etwa unter dem Yardstick-System in den Niederlanden, wo die Perioden nur drei Jahre dauern, nachgedacht werden. Mit zunehmender Bedeutung von Investitionen steigt auch die Bedeutung des Benchmarking in Systemen mit „ex-post“ Genehmigung. Entsprechend muss die Methodik des Benchmarkings äußerst zuverlässig sein, um eine erhöhte Regulierungsunsicherheit zu vermeiden. Das Benchmarking wird wesentlich schwieriger und wichtiger, wenn man davon ausgeht, dass sich die Natur des Outputs eines Verteilnetzes in einem „Smart System“ ändert. Als wichtige und vielversprechende Entwicklung kommt hier ein paralleles Arbeiten mit, stärker „self-selecting anreizkompatiblen“ bzw. optionalen, parallelen Modellen in Betracht – und zwar derart, dass die Netzbetreiber selbst auswählen können, nach welchem Modell sie innerhalb des vom Regulierer gesetzten Rahmens vorgehen möchten.

Für die weitere Zukunft liegt es nahe, dass sich die Energie- und Netzbepreisungsmodelle grundsätzlich ändern werden. Das heißt, auch wenn in dieser Studie für die nahe Zukunft keine allzu große Rolle für sehr verfeinerte und weit differenzierte Preismodelle gesehen wurde, so liegt es doch nahe, dass solche Modelle in Zukunft sehr wohl relevant sein könnten. Damit drängt sich eine genauere Prüfung der Bedeutung etwaiger Bepreisungsmodelle in Deutschland auf. Ein möglicher Kandidat wäre z.B. die EDCM (Extra high voltage distribution charging) Methode, welche in Großbritannien örtlich differenzierte Tarife für die Hochspannungs-Verteilnetze auf Basis von langfristigen inkrementellen Kosten einführt. Anhand von Modellberechnungen sollte abgeschätzt werden, wie hoch das Einsparpotenzial durch differenzierte Tarife in Deutschland ist. Falls es sich lohnt, sollte über die Einführung eines Systems zur differenzierten Netzbepreisung nachgedacht werden. Die Einführung von locational pricing innerhalb eines isolierten Verteilnetzes greift möglicherweise zu kurz. Daher sollte zudem darüber nachgedacht werden, wie übergreifende Effekte zwischen verschiedenen Verteilnetzen und mit dem Übertragungsnetz eingebunden werden.

Im Rahmen der Analyse dieses Projektes ist aber auch deutlich geworden, dass sich die netzseitigen Anforderungen an ein zukünftiges Energiesystem nur bis zu einem gewis-

sen Grad isoliert betrachten lassen. Getrieben durch die Möglichkeit zur kommunikativen Vernetzung der einzelnen Wertschöpfungsstufen (IKT) rückt vielmehr das Energiesystem als Ganzes in den Fokus. Durch innovative Informationstechnik und technologischen Fortschritt können neue Akteure und Dienstleister in das System eintreten. Daraus ergeben sich neuartige Interaktionsmöglichkeiten, Geschäftsmodelle und Rollenverteilungen der energiewirtschaftlichen Akteure. Dies hat zur Folge, dass letztendlich auch die physikalischen Gesetzmäßigkeiten des Energiemarktes in neue Strukturen eingebettet werden müssen. Vor dem Hintergrund dieser Transformation in Richtung eines smarten Energiesystems rückt die Frage nach einem angepassten institutionellen Rahmen für das Energiesystem der Zukunft in seiner Gesamtheit in den Vordergrund. Zukünftige Forschungsfragen sollten sich dieser Thematik widmen.

Angesichts dieser Systemtransformation stellt sich auch die Frage, inwieweit diese ein Governance-Problem darstellt, das über bisherige Fragen der Regulierung und des Marktdesigns hinausgeht und welche Governanceinstrumente für die langfristige Transformation des Stromsystems zur Verfügung stehen. Ein Beispiel hierfür ist das in den Niederlanden praktizierte Transition Management. Dies knüpft an die Überlegungen in AP 3 zur Weiterentwicklung der Regulierung an, die über neue ökonomische Anreize für Investitionen und Innovationen hinausgeht und durch die der Regulierung eine stärker moderierende Rolle bei der Entwicklung der zukünftigen Netzinfrastruktur zugewiesen wird. Art und Ausmaß einer solchen, übrigens auch schon im überarbeiteten Gesetzespaket zum Energiewirtschaftsrecht (§§ 12a ff. EnWG n.F., NABEG) anklingenden Moderatorenrolle bedürften, wie auch die übrigen, hier nur vor-skizzierten Überlegungen, dann freilich auch eingehenderer rechtlicher Prüfung bzw. gesetzlicher Flankierung.

## 6 Veröffentlichte Artikel und Arbeitspapiere

### 6.1 Projektoutput

#### Arbeitspaket 1

Müller, Christine, Growitsch, Christian & Wissner, Matthias (2010). Regulierung und Investitionsanreize in der ökonomischen Theorie. WIK Diskussionsbeitrag Nr. 349/IRIN Working Paper im Rahmen des Arbeitspakets: Smart Grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung. WIK Bad Honnef.

Müller, Christine (2011). New regulatory approaches towards investments: a revision of international experiences. WIK Diskussionsbeitrag Nr. 353/IRIN Working Paper im Rahmen des Arbeitspakets: Smart Grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung. WIK Bad Honnef.

Stronzik, Marcus (2011). Zusammenhang zwischen Anreizregulierung und Eigenkapitalverzinsung. WIK Diskussionsbeitrag Nr. 357/IRIN Working Paper im Rahmen des Arbeitspakets: Smart Grid-gerechte Weiterentwicklung der Anreizregulierung. WIK Bad Honnef.

#### Arbeitspaket 2

Brandstät, Christine, Brunekreeft, Gert & Friedrichsen, Nele (2011). „Locational signals to reduce network investments – What works and what not?“, Utilities Policy (2011), in Press, doi:10.1016/j.jup.2011.07.001.

Brandstät, Christine, Brunekreeft, Gert & Friedrichsen, Nele (erscheint 2011). „Smart pricing to reduce network investment in smart distribution grids – experience in Germany.“ Erscheint in: Sioshansi, F.P., (ed.), 2011, Smart Grid: Integrating Renewable, Distributed and Efficient Energy. Elsevier Science Publishers.

Brandstät, Christine, Brunekreeft, Gert & Friedrichsen, Nele (2011). „Improving investment coordination in electricity networks through smart contracts.“ Bremer Energy Working Paper No. 10.

#### Arbeitspaket 3

Bauknecht, Dierk (2011). Incentive Regulation and Network Innovations, EUI Working Paper RSCAS 2011/02/IRIN Working Paper. Öko-Institut Freiburg.

Bauknecht, Dierk & Koch, Matthias (2010). Netzinnovationen und Netzregulierung im Dilemma zwischen Kosteneffizienz und Investitionsbedarf. Energiewirtschaftliche Tagesfragen 12/2010.

Bauknecht, Dierk (2010). Network regulation and system change: Beyond Changes in the Incentive formula. IRIN Working Paper. Öko-Institut Freiburg, eingereicht bei der SPRU Electronic Working Paper Series, University of Sussex.

#### **Arbeitspaket 4**

Güneysu, Sindy, Vetter, Miriam & Wieser, Matthias (2011). Intelligenter Rechtsrahmen für intelligente Netze (Smart Grids), Deutsches Verwaltungsblatt (DVBl), S. 870 ff.

Wieser, Matthias (2011). Energiespeicher als zentrale Elemente eines intelligenten Energieversorgungsnetzes – Rechtliche Einordnung“, Zeitschrift für Umweltrecht (ZUR), S. 240 ff.

Wieser, Matthias (2011a). Entflechtung als Störfaktor im intelligenten Elektrizitätsverteilernetz?“, Zeitschrift für europäisches Umwelt- und Planungsrecht (EurUP), S. 176–183.

## **6.2 Weitere projektrelevante Publikationen**

Bauknecht, Dierk & Koch, Matthias (2011). Network Regulation and Network Innovation (in Vorbereitung).

Bauknecht, Dierk & Seebach, Dominik (2011). Network Regulation, Network Transformation and Planning: Beyond the economic regulation of network tariffs (in Vorbereitung).

Brandstät, Christine, Brunekreeft, Gert & Friedrichsen, Nele (2010). Innovative Regulierung für intelligente Netze. DVGW energie|wasser-praxis 12/2010 – DVWG-Jahresrevue.

Brunekreeft, Gert (2011). Die ARegV und der erhöhte Investitionsbedarf in Stromverteilernetze: der Vorschlag einer Neuberechnung des generellen X-Faktors sowie die Einführung eines Investitionsbonus, erscheint in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Oktober 2011.

Güneysu, Sindy (2011). Smart Grids und die Anforderungen des Einspeisemanagements unter Berücksichtigung des neuen Energiekonzepts“, Recht der Energiewirtschaft (RdE), 2011.

Güneysu, Sindy & Wieser, Matthias (2011). Smarte Preise für smarte Netze – Evolution oder Revolution?, erscheint in Kürze in Zeitschrift für Neues Energierecht (ZNER), 2011.

Müller, Christine, Growitsch, Christian & Wissner, Matthias (2011). Regulierung, Effizienz und das Anreizdilemma bei Investitionen in intelligente Netze. Zeitschrift für Energiewirtschaft, Band 35, Heft 3 (2011), S. 159–177.