

Klimaschutz und Netzregulierung: zwei voneinander unabhängige Herausforderungen?

Uwe Leprich

1 Klimaschutzprioritäten und Ziele der künftigen Strom- und Wärmebereitstellung

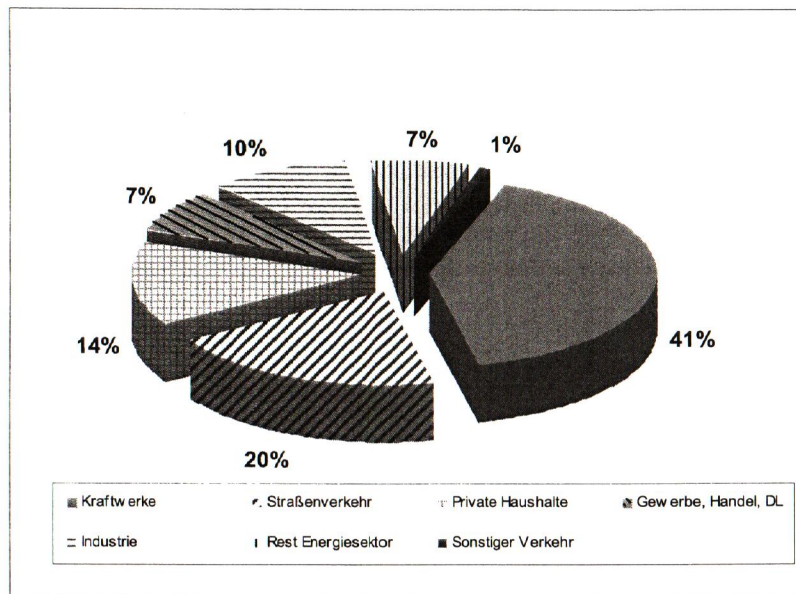
Im Zentrum einer nachhaltigen Energiepolitik steht heute ohne jeden Zweifel der Klimaschutz, und hier in erster Linie eine drastische Verminderung der CO₂-Emissionen aus den Umwandlungsprozessen fossiler Brennstoffe.

In Deutschland sind die CO₂-Emissionen pro Kopf zwar nur etwa halb so hoch wie in den USA, aber immer noch dreimal so hoch wie in China. Seit 1990 konnten sie immerhin um rund 15% reduziert werden, wobei freilich der größte Anteil dem Zusammenbruch der Industrie in den neuen Bundesländern zuzurechnen ist.

Die folgende Abbildung 1 zeigt die energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland in einer Aufteilung auf die einzelnen Sektoren entsprechend der Energiebilanzsystematik. Auf den ersten Blick wird die überragende Bedeutung der Stromerzeugung deutlich, gefolgt von einem überproportional gestiegenen Anteil des Straßenverkehrs. Addiert man die Anteile der privaten Haushalte und des Gewerbes und rechnet ihnen in erster Linie die Raumwärme zu, so erhält man hier etwa den gleichen Beitrag wie beim Straßenverkehr.

Da Erdgas mittlerweile einen Anteil von mehr als 50% am Raumwärmesektor innehat, bedeutet dies gleichzeitig, dass mehr als die Hälfte der gesamten energiebedingten CO₂-Emissionen auf die leitungsgebundenen Energieträger Strom und Gas entfällt.

Abbildung 1: Aufteilung der energiebedingten CO₂-Emissionen in Deutschland nach Sektoren 2004



Quelle: nach Ziesing (2006), S.159

Nach dem Willen der Bundesregierung sollen bereits bis zum Jahr 2020 erhebliche Veränderungen im Stromsektor stattfinden. Auf ihrer Kabinettsklausur in Meseberg im August 2007 beschloss sie, den Anteil der erneuerbaren Energien an der gesamten Stromerzeugung auf 25-30% zu steigern, den Anteil der Kraft-Wärme-Kopplung gegenüber heute auf 25% zu verdoppeln sowie durch einen erheblich effizienteren Umgang mit Strom dessen Verbrauch um rund 10% zu senken.

Da ein großer Teil der erneuerbaren Energien fluktuierender Natur ist und zudem in eher dezentralen Anlagen genutzt wird, und da auch die Kraft-Wärme-Kopplung im Kern eine dezentrale Technologie ist, stehen insbesondere die Stromnetzbetreiber vor erheblichen Herausforderungen, eine wachsende Anzahl von Anlagen an ihr Netz anzuschließen und sie „optimal“ in das bestehende, bislang eher zentralistisch geprägte System zu integrieren.

Auch für den Wärmesektor hat die Bundesregierung wesentliche Weichen gestellt: so soll bis zum Jahr 2020 der Anteil erneuerbarer Energien auf 14% (von heute 6%) anwachsen, und durch den Ausbau der Kraft-Wärme-Kopplung, die gezielte Förderung von Wärmenetzen sowie umfangreiche Förderungen zur wärmetechnischen Sanierung des Gebäudebestands wird insbesondere der Gasendkundenvertrieb unter massiven Druck geraten. Damit verbunden sind Herausforderungen für die Gasnetzbetreiber, ihre Netze noch amortisieren zu können sowie mit der vorgeschriebenen Öffnung der Netze für Biogas zusätzliche dezentrale Beiträge zu integrieren.

Insgesamt haben die klimapolitischen Weichenstellungen der Bundesregierung damit erhebliche Auswirkungen auf die Strom- und Gasnetzbetreiber, die zudem seit Sommer 2005 von der Bundesnetzagentur bzw. der zuständigen Landesregulierungsbehörde reguliert werden. Die Art und Weise dieser Netzregulierung hat damit entscheidenden Einfluss darauf, ob die Interessen der Netzbetreiber mit den klimapolitisch motivierten Veränderungsnotwendigkeiten in Einklang zu bringen sind. Oder anders herum formuliert: eine Netzregulierung, die diesen neuen Herausforderungen nicht Rechnung trägt, ist geeignet, die klimapolitischen Weichenstellungen und damit die Klimaschutzziele der Bundesregierung zu konterkarieren. Klimaschutz und Netzregulierung sind daher nicht zu trennen.

2 Konsequenzen für die Netzregulierung

Die folgenden Ausführungen konzentrieren sich auf den Stromsektor; gleichwohl können viele dieser Überlegungen auch auf den Gassektor übertragen werden. Sie beruhen auf einer Reihe wissenschaftlicher Studien, die sich mit einer neuen Rolle der Netzbetreiber bei weiterem Ausbau dezentraler erneuerbarer Energien und Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung beschäftigen (Leprich u.a. 2005; DIW u.a. 2008; IZES u.a. 2008).

Aktuell (Herbst 2008) gibt es in Deutschland vier Übertragungsnetzbetreiber und 855 Stromverteilnetzbetreiber (BNetzA 2008, S.37). Insbesondere letztere stehen im Mittelpunkt des Strukturwandels hin zu einem stärker dezentralisiertem Stromsystem.

2.1 Zum Spannungsverhältnis von dezentralen Anlagen- und Stromverteilnetzbetreibern

Dezentrale Anlagenbetreiber sind grundsätzlich auf ein kooperatives und berechenbares Verhältnis zu den Stromnetzbetreibern angewiesen, wenn sie signifikante Beiträge zum Gesamtsystem leisten sollen. Dies setzt voraus, dass im Verhältnis zueinander beide Seiten ihre Interessen wahren können und ihnen auf Dauer keine ökonomischen Nachteile entstehen.

Das Liberalisierungskonzept geht davon aus, dass sich Stromnetzbetreiber als Vermittler zwischen Angebot und Nachfrage strikt neutral verhalten. Grundvoraussetzung dafür ist, dass sie keinerlei eigene Interessen hinsichtlich der Strombereitstellung und des Stromhandels/-vertriebs verfolgen, und dass ihre Einkommensströme nicht mit Anreizen verknüpft sind, die spezielle Stromerzeugungslösungen favorisieren oder ein hohes Durchleitungsvolumen belohnen. Davon ist man in Deutschland aus folgenden beiden Gründen noch ein Stück entfernt:

1. Die Entflechtung der Interessen zwischen dem Stromnetz auf der einen Seite und der Stromerzeugung sowie dem Stromvertrieb auf der anderen Seite ist bislang unzureichend, da unter einem gemeinsamen Unternehmensdach in der Regel weiterhin ein vertikal integrierter Ansatz verfolgt wird und dabei dem Netz häufig eine strategische Rolle zukommt. Dies gilt im Hinblick auf dezentrale Anlagen insbesondere für Stromverteilnetzbetreiber, die fast immer eine eigene Vertriebsabteilung bzw. -schwester besitzen.
2. Der Haupteinkommensstrom der Netzbetreiber sind die Netzentgelte, deren Festlegung in der Stromnetzentgeltverordnung fixiert ist und ab dem 1.01.2009 im Rahmen einer Anreizregulierung erfolgt. Weder Stromnetzentgeltverordnung noch die Verordnung zur Anreizregulierung berücksichtigen das Spannungsfeld zwischen Netzbetreibern und dezentralen Anlagenbetreibern meines Erachtens ausreichend (vgl. dazu Abschnitt 2.2).

zu 1. Entflechtung

Eine vollständige Entflechtung der Interessen auf den unterschiedlichen Wertschöpfungsstufen des Stromsektors würde eine klare eigentumsrechtliche Entflechtung voraussetzen, die aber zumindest für den

Verteilnetzbereich auf mittlere Sicht nicht zu erwarten ist.¹ Verteilnetzbetreiber werden der Stromeigenerzeugung eher ablehnend gegenüber stehen, während die Stromeinspeisung die Vertriebsinteressen der Dachgesellschaft nicht berühren muss. Diese Interessenlage ist zu berücksichtigen, wenn über Anreize bei der Netzentgeltregulierung diskutiert wird.

zu 2. Netzentgelte

Die Förderung von dezentralen Anlagen hat auf den ersten Blick keine direkten finanziellen Auswirkungen auf die Verteilnetzbetreiber, denn durch den in den Gesetzen festgelegten Umlage-Mechanismus werden sie nicht mit den Kosten der Förderung belastet.² Gleichwohl entstehen ihnen eine Reihe von indirekten Kosten, deren Größenordnung nicht zu vernachlässigen ist und die die Netzbetreiber automatisch in eine eher ablehnende Haltung gegenüber dezentralen Anlagen in ihrem Netzgebiet bringen können – zumal dann, wenn ihre Erstattung nicht geregelt oder mit Schwierigkeiten verbunden ist. Diese Kosten umfassen in erster Linie Transaktionskosten und Netzausbaukosten:

- Transaktionskosten
Je höher die Anzahl dezentraler Erzeugungsanlagen, desto aufwändiger werden der Betrieb und der Unterhalt des Netzes für den Netzbetreiber, zum Beispiel wenn das Netz und die daran angeschlossenen Anlagen zu Wartungszwecken außer Betrieb genommen werden müssen. Auch durch den Fördermechanismus selbst entstehen Kosten, z.B. durch die Organisation des Umlagemechanismus und die Vergütung der Anlagenbetreiber.
- Netzausbaukosten
Nach § 13 EEG werden die Netzkosten, die durch den Anschluss einer Anlage entstehen, zwischen Anlagen- und Netzbetreiber aufgeteilt. Der Anlagenbetreiber trägt die Anschlusskosten, während der Netzbetreiber für die Kosten des Netzausbaus aufkommen muss. Im Gegensatz zu den Einspeisetarifen werden diese Kosten des Netzausbaus nicht bundesweit umgelegt.

¹ Vgl. hierzu den Vorschlag der Kommission für ein drittes Energiepaket (COM (2007) 528 final, Brussels, 19.9.2007).

² Dies bezieht sich insbesondere auf das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) sowie das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG).

Ohne eine für die Netzbetreiber befriedigende und faire Behandlung dieser Kosten im Rahmen der Netzentgeltfestlegung werden ihre Widerstände gegenüber dezentralen Anlagen nicht abgebaut werden können, und desto stärker müsste man theoretisch dagegen „anfordern“, was gesamtwirtschaftlich stets suboptimal ist.

2.2 Netznutzung / Netzentgeltregulierung

Die Anreizsituation der Netzbetreiber wird wie bereits erwähnt maßgeblich durch die Festlegung der Netznutzungsentgelte und damit künftig durch die Anreizregulierung gestaltet. Daher ist es von besonderer Wichtigkeit zu versuchen, die Interessenunterschiede durch die Regelungen der Anreizregulierung zumindest zu entschärfen, wenn nicht gänzlich aufzulösen.

Ausgehend von der These, dass ein Netzbetreiber, der einen höheren Anteil dezentraler Erzeugung in seinem Netz hat, zumindest kurz- und mittelfristig auch höhere Kosten zu tragen hat, stellt sich die Frage, wie diese Kosten berücksichtigt werden können.

Darüber hinaus können erhebliche negative Anreize dadurch entstehen, dass die durch das Netz durchgeleiteten und damit mit einem Netznutzungsentgelt belegbaren Strommengen durch dezentrale Anlagen beispielsweise für die Eigenerzeugung oder für die Versorgung von Objektnetzen verringert werden. Ziel muss es daher sein, diese starken Negativanreize gegen dezentrale Erzeugung systematisch zumindest zu neutralisieren, möglichst jedoch durch positive Anreize im Verfahren zu ergänzen.

Die künftige Festlegung der Netznutzungsentgelte folgt grundsätzlich folgender Logik:

1. Ermittlung einer Kostenbasis, bestehend aus (prognostizierten) Betriebskosten (OPEX) und Kapitalkosten (CAPEX) für die Dauer der Regulierungsperiode
2. Ermittlung von möglichen Abschlägen von der Kostenbasis auf der Grundlage eines Effizienzvergleichs (Benchmarking), die unmittelbar oder während der Regulierungsperiode greifen

3. Ermittlung der Startwerte für die Netznutzungsentgelte auf Grundlage der korrigierten Kostenbasis unter Berücksichtigung durchlaufender Kostenpositionen
4. Automatische Anpassung der Startwerte innerhalb eines definierten Regulierungszyklus mit Hilfe einer Anpassungsformel
5. Ergänzung der Anreizformel um Qualitätselemente
6. Nach Ablauf der Regulierungsperiode: erneuter Start mit Schritt 1

Die Abbildung 2 auf der folgenden Seite fasst das Festlegungsverfahren für Netznutzungsentgelte noch einmal auf einen Blick zusammen.

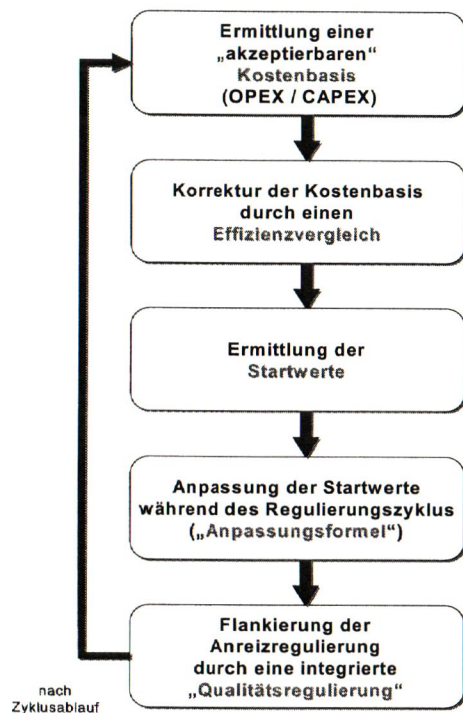
Grundsätzlich ist es notwendig, bei jedem dieser Schritte die Auswirkungen eines stärkeren Ausbaus dezentraler Stromerzeugung auf die Interessen der Stromverteilnetzbetreiber genau zu analysieren und jeweils Ansätze zu entwickeln mit den erwähnten Zielen,

1. zusätzlich anfallende Kosten für den Netzbetreiber systematisch zu berücksichtigen und
2. die Negativanreize gegen dezentrale Erzeugung durch Mengenverringerungen im Falle von Eigenerzeugung oder Objektnetzversorgung mindestens zu neutralisieren.

Darüber hinaus ist der Ausbau der dezentralen Erzeugung als Qualitätsmerkmal im Netzgebiet zu definieren und im Rahmen einer Qualitätsregulierung zu berücksichtigen.

Ausgehend von der zum 5. November 2007 in Kraft getretenen Verordnung zur Anreizregulierung werden im Folgenden Ansätze für notwendige Weiterentwicklungen identifiziert.

Abbildung 2: Künftige Festlegung von Netznutzungsentgelten



2.2.1 Kostenanerkennung

Im Rahmen des bislang in Deutschland praktizierten Netzentgeltverfahrens nach § 23a EnWG werden die zu genehmigenden Kosten über einen Netzentgelterhebungsbogen erfasst.

In der Praxis führt der Anschluss dezentraler Anlagen an das Netz zu zusätzlichen Kosten des Netzbetreibers beispielsweise in den Bereichen Transaktions-/Vertragsmanagement, Metering und Datenverwaltung, Prognosen, Netzausbau- und -verstärkung oder Ausgleichsenergie. Dieser Zusatzaufwand kann mit den bestehenden Systemen und Prozessen nicht abgedeckt werden und belastet den Netzbetreiber finanziell.

Im aktuellen Netzentgelterhebungsbogen werden diese zusätzlichen Kosten nicht separat erfasst, sondern müssen gemeinsam mit den anderen Kostenarten und -trägern eingegeben werden. Dabei ist eine Zuordnung zu Spannungsebenen oder zum Bereich Messung und Abrechnung erforderlich, was die Eingabe dieser zusätzlichen Kosten erheblich erschwert.

Damit besteht grundsätzlich die Gefahr, dass derartige Kosten, die in die abgefragten Kostenarten einfließen, als überhöht definiert und gekürzt werden, da eine Zuordnung zu den dezentralen Anlagen nicht eindeutig möglich ist. Insbesondere Netzbetreiber mit einem vergleichsweise hohen Anschlussgrad an Anlagen sind hiervon betroffen.

Dies wiegt um so schwerer, als nach § 6 der Anreizregulierungsverordnung (ARegV) das dem Netzentgeltverfahren zu Grunde liegende Kostenniveau als Ausgangsbasis zur Bestimmung der Erlösobergrenze in der ersten Regulierungsperiode herangezogen wird und somit während der Regulierungsperiode nicht angepasst werden kann.

Um keinen negativen Anreiz hinsichtlich des Anschlusses von dezentralen Anlagen an das Netz zu erzeugen, wäre es sinnvoll, diese Kosten kurzfristig in den Entgelterhebungsbogen aufzunehmen bzw. nachzuerheben und bei der Genehmigung grundsätzlich zu berücksichtigen. Mittel- und langfristig wäre eine explizite Aufnahme der Kostenkategorien in die Stromnetzentgeltverordnung wünschenswert, die die Unsicherheiten für die Netzbetreiber beseitigen würde.

Analog der Vorgehensweise in den anderen Bereichen ist auch den induzierten Kosten dezentraler Anlagen der Nutzen solcher Anlagen für den Netzbetreiber gegenüber zu stellen. Dies kann wie bereits im Erhebungsbogen vorgesehen über die Erfassung der Erträge erfolgen. Entweder schlägt sich der Nutzen nämlich in im Zeitablauf wieder sinkenden Kosten nieder, die dann zu erfassen wären, oder aber in Erträgen, die den Kosten gegen gerechnet werden müssen.

Um auch für den Bereich der induzierten Netzkosten Effizianzanreize zu setzen, reicht allerdings die Ermittlung und Anerkennung der nachgewiesenen Kosten nicht aus. Vielmehr besteht im Rahmen der Anreizregulierung der Anspruch, nur diejenigen Kosten anzuerkennen, die für eine effiziente Leistungserstellung unabdingbar sind bzw. die sich bei Wettbewerb einstellen würden.

Dieser Anspruch lässt sich am ehesten durch die Anerkennung von *Kostenpauschalen* einlösen, die auf effizienten Lösungen beruhen.

In einer der wenigen vorliegenden empirischen Analysen wurde bei der Kostenpauschalierung zwischen einmaligen Kosten pro Anlage und laufenden Kosten pro Anlage/Jahr unterschieden (Dörsam 2007). Zudem wurden Anlagen unter 100 kW und größere Anlagen bis 1 MW getrennt betrachtet. Generell wurde bestätigt, dass im Wesentlichen der Anlagentyp und die Anlagengröße die spezifischen, durch dezentrale Erzeugungsanlagen verursachten Kosten beeinflussen. Neben einmaligen initialen Kosten zwischen rund 1.000 und 10.000 Euro pro Anlage machten hierbei die jährlichen laufenden Kosten bei kleinen Anlagen noch einmal zwischen 5 und 10% der initialen Kosten aus, bei größeren Anlagen bis zu 20%.

Diese Kostenpauschalierungen sind sicherlich weiter zu untersuchen und zu differenzieren. In Großbritannien beispielsweise werden von der Regulierungsbehörde OFGEM 1,5 £/kW und Jahr für dezentrale Erzeugungsanlagen auf die Erlösobergrenze aufgeschlagen, um die damit verbundenen zusätzlichen Kosten für die Netzbetreiber abzudecken. Die Erlösobergrenze wird um zusätzlich £ 1 pro kW und Jahr erhöht, um darüber hinaus Kosten von Netzbetrieb und -unterhalt zu berücksichtigen. Diese Werte sind sicherlich nicht ohne weiteres auf Deutschland übertragbar.

Einen ersten groben Anhaltswert für die Größenordnung der induzierten Mehrkosten gibt die Bundesnetzagentur, die von Mehrkosten von rund 5% bei einer Gesamtkapazität der dezentralen Erzeugungsanlagen etwa in Höhe der Höchstlast des Netzes ausgeht (BNetzA 2006, S.134).

2.2.2 Benchmarking

Wenn dem Netzbetreiber die induzierten Netzkosten nicht als „dauerhaft nicht-beeinflussbare Kosten“ erstattet werden, muss diesem zusätzlichen „beeinflussbaren“ Kostenblock beim Effizienzvergleich Rechnung getragen werden. Dieser Fall kann allerdings nur dann auftreten, wenn bei der Kostenanerkennung keine Pauschalierung angewendet wird, sondern die tatsächlichen Kosten in Ansatz gebracht werden.³ In diesem Fall bedarf

³ Die Kostenpauschalierung gibt dem Netzbetreiber bereits genügend Effizienzreize, so dass der betreffende Kostenblock beim Effizienzvergleich außen vor bleiben kann.

der Effizienzvergleich einer Korrektur durch ein oder mehrere geeignete Strukturmerkmale, damit dieser zusätzliche Kostenblock nicht fälschlicherweise als überflüssig und damit ineffizient identifiziert wird.

Ausgangspunkt der Definition geeigneter Strukturmerkmale ist die Zuordnung der anfallenden Zusatzkosten zu ihrer Verursachung. Die folgende Tabelle gibt einen entsprechenden Überblick:

Kostenkategorie	Verursachung durch
Vertragskosten / Messkosten / sonstige Transaktionskosten	Anzahl der Vertragspartner, d.h. in der Regel Anzahl der Anlagen
Abwicklung von Förderungen	Anzahl und Art der Anlagen
Erhöhte Betriebsführungsaufwendungen	Anzahl der Anlagen, Einspeise- und Leistungscharakteristika
Eventuelle Netzverstärkungs- bzw. -ausbaukosten inkl. Netzleitsysteme	Einspeiseleistung der Anlagen im Verhältnis zur Netzhöchstlast

Es gelten grob die folgenden beiden Zusammenhänge:

- Je größer die Anzahl der dezentralen Anlagen im Netzgebiet, desto höher die zusätzlichen laufenden Betriebskosten (OPEX).
- Je höher die (zeitungleiche) Einspeiseleistung im Verhältnis zur Netzhöchstlast und je stochastischer, desto wahrscheinlicher der Anfall zusätzlicher Investitionskosten beim Netzbetreiber (CAPEX).

Daher bietet es sich an, zumindest zwei Strukturmerkmale zur Relativierung des einfachen Effizienzvergleichs zu definieren:

1. Strukturmerkmal für höhere OPEX-Kosten: Anzahl der Anlagen
2. Strukturmerkmal für potenziell höhere Kapitalkosten: gesamte (zeitungleiche) Einspeiseleistung im Verhältnis zur Netzhöchstlast im Netzgebiet

Insgesamt müsste es das Bestreben sein, ein aggregiertes Strukturmerkmal festzulegen, das alle relevanten Parameter sinnvoll zusammenfasst. Dies ist nicht nur methodisch ein überaus ehrgeiziges Unterfangen, hinzu kommt, dass die Kosten der Anlagenintegration stark von der indivi-

duellen Situation des Verteilnetzes und der zu integrierenden Anlage abhängt.

Würde man sich auf eines der oben genannten Strukturmerkmale festlegen, müsste man sich darüber im Klaren sein, dass

- die Nutzungsdauer der Anlagen unberücksichtigt bleibt (im Extremfall könnten es sogar Anlagen sein, die gar nicht betrieben werden)
- die räumliche Verteilung ausgeblendet wird
- die Netzebene, in die eingespeist wird, keine Rolle spielt.

Diese grundsätzlichen Defizite, verbunden mit der Schwierigkeit, belastbare Daten zusammen zu tragen und durch die Bundesnetzagentur bzw. die Landesregulierungsbehörden überprüfen zu lassen, legen zu diesem Zeitpunkt den Schluss nahe, dass eine pauschalierte Kostenanerkennung, wie sie bereits vorne skizziert wurde, der pragmatischere und praktikablere Ansatz ist und daher der Erweiterung des Effizienzvergleichs um ein oder mehrere Strukturmerkmale vorzuziehen ist.

2.2.3 Die Anpassungsformel

Die Startwertanpassung innerhalb der Regulierungsperiode wird künftig über eine Anpassungsformel erfolgen, die eine Obergrenze für die Gesamterlöse (Revenue Cap) der Netzbetreiber festlegt.

Diese Formel hat folgende Gestalt:

$$EO_t = KA_{dnb,t} + (KA_{vnb,0} + (1 - V_t) \cdot KA_{b,0}) \cdot \left(\frac{VPI_t}{VPI_0} - PF_t \right) \cdot EF_t + Q_t$$

Im Hinblick auf den Ausbau dezentraler Erzeugung sind folgende beiden Aspekte in der Formel hervorzuheben:

1. Damit kurzfristige Mengenschwankungen unter einem Revenue-Cap nicht zu einer – vor allem aus Kundensicht – unerwünschten Volatilität der Entgelte führen, soll ein *Regulierungskonto* der Netzbetreiber eingerichtet werden. Der Saldo des Regulierungskontos wird jährlich verbucht und im letzten Jahr der Regulierungsperiode saldiert. Der Saldo wird dann gleichmäßig auf die neue Regulierungsperiode auf-

geteilt und in die dauerhaft nicht beeinflussbaren Kosten (KA_{dnb}) einbezogen.

2. Zur Berücksichtigung nachhaltiger Mengenänderungen wird der Revenue-Cap um *Erweiterungsfaktoren* (EF) ergänzt. Diese erfassen die Veränderung wesentlicher kostentreibender Elemente *innerhalb* der Regulierungsperiode.

3.

zu 1.

Die Einführung eines Regulierungskontos zum Ausgleich kurzfristiger Mengenschwankungen ist vor allem unter Anreizgesichtspunkten sehr positiv zu bewerten. Der Mengenausgleich wäre beim Revenue-Cap-Ansatz zwar grundsätzlich auch unmittelbar über eine Änderung der Netzentgelte möglich, aber faktisch würde von dieser Möglichkeit nur bei gravierenden Abweichungen Gebrauch gemacht. Insofern würden die Netzbetreiber eher bestrebt sein, Mengenschwankungen – und hier vor allem Unterschreitungen der Mengenprognose innerhalb der Regulierungsperiode – aktiv entgegenzuwirken. Dies würde sich insbesondere gegen die Eigenerzeugung als auch gegen die Realisierung von Objektnetzen richten. Durch das Regulierungskonto wird der Anreiz zur Erreichung der Mengenprognose erheblich relativiert, wenn er auch nicht vollständig ausgeschaltet werden kann, da niedrige spezifische Netzentgelte sicherlich ein eigenständiges Ziel bleiben werden, das auch beim Revenue-Cap weiterhin von der Menge der durchgeleiteten kWh abhängt. Gleichwohl bietet der Kontoausgleich zum Beginn der nächsten Regulierungsperiode den Netzbetreibern die Sicherheit, dass sich Mengeneinbußen nicht zwangsläufig in Gewinneinbußen niederschlagen.

zu 2.

Nachhaltige Veränderungen im Netzgebiet führen häufig zu höheren Kosten. Ohne unmittelbare Berücksichtigung dieser Änderungen innerhalb der Regulierungsperiode könnte der Anreiz für den Netzbetreiber entstehen, sie zu verhindern oder zu verzögern – jedenfalls würde er sie nicht offensiv verfolgen. Ein Beispiel dafür sind zusätzliche Netzan-schlüsse durch neue dezentrale Erzeugungsanlagen, die mit zusätzlichen Kosten verbunden sind. Die Neutralisierung dieser Anreize ist der wichtigste Aspekt bei der Einführung von Erweiterungsfaktoren nach § 10 ARegV; der Kostenausgleich könnte ohne solche Elemente ja auch in der nächsten Periode erfolgen. Grundlage für diese so genannte Hybridisie-

rung der Revenue-Cap-Regulierung mit kostenbasierten Elementen ist die Identifizierung der wesentlichen Kostentreiber und ihre regelmäßige quantitative Überprüfung.

Insgesamt sind beide Ansätze in der ARegV – Regulierungskonto und Erweiterungsfaktor – grundsätzlich geeignet, Negativanreize für die Netzbetreiber im Hinblick auf Kosten- und Mengeneffekte dezentraler Stromerzeugung weitgehend zu neutralisieren.

2.2.4 Qualitätsregulierung

Ein Effizienzvergleich ohne Qualitätsvergleich ist unzureichend, da niedrige Netzentgelte noch nichts darüber aussagen, ob die Qualität den Anforderungen genügt. Die wesentlichen Qualitätsdimensionen sind Sicherheit, Zuverlässigkeit, Produkt- und Servicequalität.

Übliche Qualitätskennziffern erfassen zurzeit in erster Linie die Dimensionen Zuverlässigkeit und Servicequalität. Im Einzelnen handelt es sich dabei um folgende Indizes:

- SAIFI (System Average Interruption Frequency Index): Mittlere Häufigkeit der Versorgungsunterbrechungen pro angeschlossenem Kunden im Betrachtungszeitraum
- SAIDI (System Average Interruption Duration Index): Mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen pro angeschlossenem Kunden im Betrachtungszeitraum
- CAIDI (Customer Average Interruption Duration Index): Mittlere Unterbrechungsdauer eines unterbrochenen Kunden

In unserem Zusammenhang wäre es wichtig, neben diesen Kennziffern auch solche mit einzubeziehen, die etwas über die Effizienz der Einbettung dezentraler Anlagen im Netzgebiet aussagen.

Mögliche Kennziffern wären hier

- Beitrag der dezentralen Anlagen zur Minderung der Netzhöchstlast
- Anteil der Netzreservekapazität im Verhältnis zur Netzhöchstlast
- Verhältnis der Netzanschlussleistung zur Netzhöchstlast.

Die Einbeziehung dieser oder ähnlicher Kennziffern in die Anreizregulierung könnte über ein Bonus-/Malus-System erfolgen, das entweder Be-

lohnungen oder Pönalen nach vorgegebenen Staffelnungen festlegt und in Form des Q-Faktors in die Anpassungsformel (Revenue-Cap) integriert. Dieser Q-Faktor ist in der Verordnung zwar vorgesehen, soll aber erst ab der zweiten Regulierungsperiode operationalisiert werden.

Zur Unterstützung dezentraler Einspeisungen gehören darüber hinaus angemessene Service- und Dienstleistungen mit dem Ziel, Informationsdefizite und Marktzutrittschranken abzubauen sowie Investitions- und Transaktionskosten für die Anlagenbetreiber zu senken. Diese Leistungen sollten ebenfalls im Rahmen einer Qualitätsregulierung honoriert bzw. eine Unterschreitung von Mindeststandards sanktioniert werden.

2.3 Netzoptimierung

Die EU-Kommission verpflichtet in ihrer Binnenmarkttrichtlinie Elektrizität vom Juni 2003 dazu, die Netzbetreiber über ihre angesprochene Neutralisierung hinaus als aktive, „optimierende“ Akteure anzusehen und ihnen entsprechende Aufgabenstellungen zu übertragen.

Dort heißt es in Artikel 14 Abs. 7:

„Bei der Planung des Verteilernetzausbaus berücksichtigt der Verteilernetzbetreiber Energieeffizienz-/Nachfragesteuerungsmaßnahmen und/oder dezentrale Erzeugungsanlagen, durch die sich die Notwendigkeit einer Nachrüstung oder eines Kapazitätsersatzes erübrigen könnte.“

Ein derartiger systemoptimierender Abwägungsprozess berührt fundamental die Frage der Versorgungssicherheit und –zuverlässigkeit. Wird dieser Prozess von dritter Seite nicht nur eingefordert, sondern auch detailliert nachgeprüft und bei fehlender oder unkorrekter Durchführung möglicherweise sanktioniert, ergeben sich zwei grundsätzliche Probleme:

- Die dritte Seite – beispielsweise die Regulierungsbehörde – müsste in der Lage sein, diesen Prozess datenmäßig zu unterfüttern und im Detail nachzuvollziehen. Dies birgt die Gefahr eines *Mikromanagements* der Netzbetreiber mit dem Anspruch der Behörde, die ökonomischen Parameter jeder Einzelentscheidung im Rahmen der Systemoptimierung nicht nur nachzuvollziehen, sondern auch bewerten zu können. Ein solches Mikromanagement ist unter ordnungspolitischen und ökonomischen

mischen Gesichtspunkten nicht nur nicht gewünscht, sondern wegen der grundsätzlich bestehenden Informationsasymmetrien auch nicht sinnvoll.

- Wenn eine dritte Seite in Investitionsentscheidungen der Netzbetreiber eingreift und Vorschriften erlässt, die sich vom geplanten Vorgehen der Netzbetreiber unterscheiden, geht ein Teil der *Verantwortung* für die Versorgungssicherheit und -zuverlässigkeit auf diesen Dritten – in der Regel den Staat – über. Wenn man aber grundsätzlich private, auf Renditebasis wirtschaftende Netzbetreiber zulässt, muss diese Verantwortung und damit das *Investitionsrisiko* in Gänze bei ihnen bleiben.

Aus diesen beiden Überlegungen heraus kommt nur ein Anreizsystem für die Netzbetreiber in Frage, das ihnen die Systemoptimierungsentscheidungen vollständig überlässt und sie für "gute" Entscheidungen finanziell belohnt.

Diese Ansprüche können theoretisch durch die Vorgabe eines individuellen *Investitionsbudgets* für jeden Netzbetreiber erfüllt werden. Er wird dann automatisch bestrebt sein, im ureigensten Interesse die optimalen Entscheidungen zu fällen. Allerdings sind mit diesem Ansatz zwei Fragen verbunden, die sorgfältig bedacht werden müssen:

1. Wie wird der Umfang des Budgets für jeden Netzbetreiber ermittelt ?
2. Wie wird dem starken Anreiz begegnet, das Budget möglichst wenig auszuschöpfen und dadurch den Gewinn zu erhöhen ?

zu 1.)

Idealerweise wird das notwendige Investitionsbudget für Netzbetreiber an Hand von Vergleichskennzahlen als Gesamtbudget festgelegt. Diese Kennzahlen könnten grundsätzlich aus theoretischen Modellnetzanalysen gewonnen werden, angereichert um empirische Werte. Dabei sind die Kostentreiber der capital expenditures/CAPEX (z.B. Leitungslänge, Zahl der Anschlüsse, Netzhöchstlast etc.) zu analysieren und mit Investitionsvolumina über definierte Nutzungsdauern zu hinteflegen. Bei der erstmaligen Festlegung der Budgets sind die unterschiedlichen Abschreibungszyklen und Aktivierungspraxen zu berücksichtigen. Die Festlegung umfasst die gesamte Regulierungsperiode, ist also innerhalb dieses Zeitraums für die Netzbetreiber disponibel.

zu 2.)

Die Vorgabe eines Budgets ohne Nachkalkulation und Abschöpfung des Saldos zwischen genehmigtem und tatsächlich verausgabtem Budget birgt für den Netzbetreiber den inhärenten Anreiz, es möglichst wenig auszuschöpfen und das Delta als Gewinn zu vereinnahmen. Damit verbunden ist der Anreiz, Investitionen zu verzögern und zu verschleppen. Daher muss die Budgetvorgabe zwingend mit einer sorgfältigen und strengen Qualitätsregulierung einhergehen, die die Aufrechterhaltung bzw. Verbesserung der Versorgungssicherheit und -qualität im Netzbereich zum Ziel hat. Zu diesem Zweck sind entsprechende Qualitätskennziffern zeitnah und kontinuierlich zu überprüfen und Unterschreitungen von Mindeststandards hart zu sanktionieren. Dies betrifft sowohl kurz- als auch langfristige Qualitätsziele.

Bei obligatorischer Abschöpfung des Saldos ginge der Anreiz für den Netzbetreiber, das Budget möglichst optimal zu verausgaben, vollständig verloren. Im Gegenteil wäre er stets bestrebt, das Budget vollständig auszuschöpfen, da ihm ein Saldo in der nächsten Periode von seinen Entgelten abgezogen würde. Im Hinblick auf unser Ziel, dem Netzbetreiber ein Anreizsystem zur Systemoptimierung zu geben, käme diese Variante daher nicht in Betracht.

Insgesamt ist beim Ansatz eines Investitionsbudgets noch zu beachten, dass eine Rückkopplungsschleife zur Anreizregulierung dahingehend besteht, dass eine mögliche Veralterung der Netzanlagen (die gerade noch die Qualitätsstandards einhalten) in der Regel zu einer Erhöhung der laufenden Betriebskosten (v.a. Wartung) führt. Insofern gibt es einen „break even point“ zwischen zusätzlichen CAPEX- und OPEX-Kosten, der nicht auf Dauer zu Lasten höherer OPEX-Kosten überschritten werden sollte. Es ist Aufgabe der Anreizregulierung, hier die entsprechenden OPEX-Rationalisierungssignale zu setzen.

Netzbetreiber, denen ein Investitionsbudget vorgegeben wird, haben einen ausreichenden betriebswirtschaftlichen Anreiz, eine Systemoptimierung im Sinne des §14 Abs. 7 vorzunehmen. Dabei werden sie zum einen die Risiken ins Kalkül ziehen, die mit der Einbeziehung von Dritten in ihr Optimierungssystem verbunden sind, zum anderen müssen sie die Kosten dafür kalkulieren. Ihr Bestreben, die Kosten zu minimieren, trifft auf die Entlohnungsanforderungen der Dritten und führt bei freiem und transparenten Preisbildungsmechanismus zum Gleichgewicht. Inso-

fern entscheidet eine Marktsituation darüber, welcher Teil der Kosteneinsparung durch Systemoptimierung beim Netzbetreiber und welcher beim Anlagenbetreiber verbleibt.

Allerdings sind in Deutschland individuelle Investitionsbudgets für 855 Verteilnetzbetreiber nicht praktikabel; hier wäre über Kooperationslösungen nachzudenken.

3 Ein neues Leitbild: der aktive Netzbetreiber

Stromverteilnetzbetreiber sehen in aller Regel ihre wesentliche Aufgabe darin, zentral erzeugten Strom zuverlässig zu den Endverbrauchern zu leiten; sie sind trotz der vielfältigen Aufgaben, die damit verbunden sind (Netz- und Anlagenplanung, Netzbetrieb, Instandhaltung, Dokumentation und Wahrnehmung hoheitlicher Aufgaben etc.), in gewisser Weise „passiv“, d.h. sie zeigen in der Regel wenig Interesse an der pro-aktiven Einbeziehung der in ihrem Netzgebiet vorhandenen dezentralen Optionen auf der Angebots- und Nachfrageseite in das System.

Demgegenüber steht das Leitbild eines „aktiven“ Netzbetreibers, wie es seit einiger Zeit vor allem in Großbritannien unter dem Stichwort „active distribution system operator/DSO“ diskutiert wird (vgl. z.B. Mitchell 2000; van Werven/Scheepers 2005). Das Selbstverständnis eines solchen Netzbetreibers ist das eines Schlüsselakteurs und Systemmanagers in einem stärker dezentralisierten Stromsystem. Dieses Leitbild soll im Folgenden grob umrissen werden (vgl. dazu ausführlicher Leprich u.a. 2005).

Es wird dabei von einem Dezentralisierungs-Szenario ausgegangen, wie es in Dänemark bereits umgesetzt wurde: ein bedeutender Anteil des Stroms wird dezentral in die Nieder- und Mittelspannungsebene eingespeist, zentrale Großkraftwerke ergänzen das System und ein Verbundnetz sichert es ab. Die Herausforderung in diesem Szenario besteht in der systematischen und intelligenten Integration der dezentralen Anlagen in ein zunächst im Wesentlichen unverändertes Netzsystem, es geht also nicht um Desintegration des Netzes in viele einzelne Versorgungsinseln, die nahezu autark betrieben werden können.⁴

⁴ Damit soll nicht gesagt werden, dass ein solches radikal desintegriertes System, das auf sehr kleinen Anlagen (Mikro-KWK, einzelne Windanlagen, PV) beruht und

Für die Netzbetreiber ergeben sich im Dezentralisierungs-Szenario eine Reihe neuer Aufgabenstellungen. Diese werden sie jedoch nur bereit sein zu übernehmen, wenn sie zum einen damit beauftragt werden und sie zum anderen dafür entsprechende Erlöse erwarten können.

Zum ordnungspolitischen Selbstverständnis des Netzbetreibers

Der Netzbetreiber hat im liberalisierten Strommarkt die Schlüssel-funktion eines technischen Mittlers zwischen den Wettbewerbs-bereichen Erzeugung und Vertrieb inne. Seine Aufgabe ist es, die notwendige Infrastruktur sicher, kostengünstig und diskriminierungsfrei zur Verfügung zu stellen, um die kontinuierlichen Austauschprozesse zwischen diesen beiden Bereichen zu ermöglichen. Er selbst verfolgt hierbei keinerlei eigene Interessen. Überall dort, wo vor- und nachge-lagerte Teilmärkte wettbewerblich organisierbar sind und dritte Ak-teure zum Zug kommen können, fungiert er als fördernder Koordina-tor oder „market maker“ (z.B. durch Ausschreibungsverfahren für Regelernergie). Bildlich gesprochen ist der Netzbetreiber der Manager der Stromautobahn, ohne die es keinen Verkehr geben würde, er nimmt aber keinen Einfluss auf die Art der (Motor-)Fahrzeuge, die sich auf der Autobahn bewegen, noch trifft er die Entscheidungen, wer an welchen Stellen einen Service für die Autobahnutzer anbie-tet.

a) Systematische Einbindung dezentraler Einspeiser

Aktive Netzbetreiber werden versuchen, sich möglichen Investoren als Unterstützer und Kooperationspartner anzubieten. Die Rationalität hinter diesem pro-aktiven Umgang mit Einspeisungen liegt kurzfristig in der möglichen Verminderung der Verteilnetzverluste und der Netzlast in Ab-hängigkeit der Verbrauchsnähe der Einspeisung, grundsätzlich aber in

das durch eine starke Dezentralisierung der Netze (Inselnetze, Mikro-Grids) charak-terisiert ist, von vorneherein abgelehnt wird. Vielmehr gehe ich davon aus, dass diese Ansätze aus zum Teil technischen, vor allem aber aus ökonomischen Gründen auf absehbare Zeit mit Ausnahme von Nischenprojekten keine größere Rolle spielen werden.

der Pflichtaufgabe des Netzbetreibers, Unsicherheiten, die sich durch die politisch unterstützte stärkere Dezentralisierung der Stromerzeugung ergeben, bei der Netzausbauplanung zu minimieren und künftige Kapazitätsmängel oder *stranded investments* nach Möglichkeit zu vermeiden. In diesem Sinne ist dieses Vorgehen Teil eines umfassenderen Portfolio- und Risikomanagements. Zusammengefasst ergeben sich für den aktiven Netzbetreiber in Bezug auf dezentrale Einspeiser folgende Handlungsschwerpunkte:

- Klärung des Netzzugangs und der Messung
- Ermittlung des volkswirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunktes von dezentralen Anlagen mit dem Netz
- Informationsbereitstellung zur Optimierung der vermiedenen Netznutzungsentgelte
- Sicherung vorgelagerter Netzreserve

Da diese Leistungen vom aktiven Netzbetreiber erwartet werden, muss im Gegenzug die Refinanzierung der anfallenden Kosten gesichert sein.

b) Eigene Anlagen der Verteilnetzbetreiber

Die Betreiber von Stromnetzen sind nach §10 Strom-Netzzugangsverordnung verpflichtet, Verlustenergie in einem marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren (Ausschreibungsverfahren) zu beschaffen. Dies bietet ihnen die Möglichkeit, trotz der Unbundling-Vorschriften in gewissem Umfang eigene dezentrale Anlagen zu betreiben und diese auch für ihr eigenes Netzlastmanagement einzusetzen.

Grundsätzlich gelten die gleichen Aspekte wie bei Einspeisungen durch Dritte, wobei der Netzbetreiber ein eigenes Interesse an der Vermeidung von Netznutzungsentgelten hat. Zusätzlich kann die eigene Anlage als Netzersatzanlage ausgerüstet werden. Bei einem Ausfall von Energie- und Verteileranlagen im Netzgebiet kann eine eigenständige Energieversorgung über Netzersatzanlagen, ggf. in Verbindung mit Anlagen Dritter sinnvoll sein. Dies können inselständig[®] KWK-Anlagen oder Diesel-Notstromaggregate sein, auf die die Netzbetreiber Zugriff nehmen können. Diese Anlagen können ebenfalls in das Netzlastmanagement des Netzbetreibers eingebunden werden.

Aktive Netzbetreiber werden insgesamt bestrebt sein, die Spielräume für den Betrieb eigener dezentraler Erzeugungsanlagen auszuschöpfen,

um sie als verlässliche Optionen des Netzlastmanagements im Portfolio zu haben.

c) Systematische Einbindung dezentraler Eigenerzeuger

Im Gegensatz zu dezentralen Einspeisern vermeiden Eigenerzeuger auch die Netzebene, an die sie angeschlossen sind. Ihre „Vergütung“ besteht in der Einsparung der Energie und der gesamten Netznutzungsentgelte der Anschlussebene für den eigenerzeugten Strom. Eigenerzeuger sind verbrauchsnahe dezentrale Anlagen und tragen zur Senkung der Netzlast bei, solange sie störungsfrei laufen. Im Störfall jedoch muss der Netzbetreiber in der Regel den Strombedarf des Eigenerzeugers aus dem Netz decken. Dem Netz kommt damit die Funktion der Besicherung der Eigenerzeugung zu, die sich der Eigenerzeuger als Netzreservekapazität vorhalten lassen kann. Die Gebühr für die Vorhaltung des Systems beträgt vielfach ca. 1/3 der üblichen Netznutzungsentgelte. Mit der Leistung Reservenetz zur Besicherung dezentraler Strukturen ergibt sich für den Netzbetreiber eine veränderte Inanspruchnahme seiner Betriebsmittel, die auch unternehmerische Chancen bietet.

Der Eigenerzeuger wird seine Anlage im eigenen Interesse zur Minimierung der Netznutzungsentgelte für seinen Restbezug (Zusatzstrom) optimieren. Zusätzlich zur eigenen Optimierung des Eigenerzeugers können mit der Anlage aber durchaus auch die vorgelagerten Netze bis zur Anschlussebene entlastet werden, wenn die Höchstlasten des Eigenerzeugers und der Netze nicht zusammenfallen und auch Rückspeisungen möglich sind. In einer Kaskadenschaltung müssen dazu freie Kapazitäten des Eigenerzeugers angefordert werden, die für die eigene Optimierung nicht erforderlich sind.

In der Monopolzeit mit integrierter Versorgung standen die damaligen Energieversorgungsunternehmen (EVU) den Eigenerzeugern vielfach kritisch gegenüber. Im entflochtenen Netzbetrieb ist diese Konfliktlinie weitgehend entschärft, da Eigenerzeuger in der Regel weiterhin Netznutzer bleiben. Objektnetze, die vielfach Eigenerzeugungsanlagen aufweisen, sind vollständig mit Eigenerzeugern vergleichbar. Als Stichpunkte der Optimierungspotentiale mit Eigenerzeugern können genannt werden:

- Netzlastmanagement (Kaskade)
- Netzlastreserve Anschlussebene

– Netzlastreserve der vorgelagerten Ebene

Aktive Netzbetreiber sollten Eigenerzeugung überall dort unterstützen, wo sie volkswirtschaftlich und ökologisch sinnvoll ist, da sich bei einer entsprechend großen Zahl die Ausfallwirkungen durchmischen und sich in der Summe vermindern, wodurch die Netzlast *ceteris paribus* sinken könnte. Da bei stetig steigendem Eigenerzeugungsanteil das Netz durch Nutzungsverzicht überdimensioniert wird, kann dadurch allerdings eine „stranded investment“-Situation entstehen, die nur regulatorisch aufgefangen werden kann.

d) *Systematische Einbeziehung der Nachfrageseite*

Die Netzlast kann analog zur dezentralen Einspeisung und zur Eigenerzeugung auch durch Steuerung der Nachfrage im Sinne der Entnahmen aus dem Netz beeinflusst werden.

Eine Beeinflussung der Arbeitskomponente ist gleichbedeutend mit der Unterstützung von Energieeinsparbemühungen und Effizienzsteigerungsmaßnahmen beim entnehmenden Netzkunden. Die Energieeinsparung ist erklärtes nationales Ziel und Ziel der Europäischen Union und kann beispielsweise erfolgen durch individuelle Beratungen zur Steigerung der Energieanwendungseffizienz, durch Anreizprogramme zum gezielten Einsatz effizienter Techniken in den unterschiedlichen Anwendungsgebieten oder durch Einspar-Contracting-Lösungen zur Finanzierung von Effizienzmaßnahmen durch Dritte.

Wichtig für den Netzbetreiber ist auch die Beeinflussung der Leistungskomponente der Netznutzung mit dem Ziel der Verminderung des Durchschlagens individueller Höchstlasten auf die gesamte Netzhöchstlast. Dies kann sowohl durch gezielte Energieeffizienzprogramme (z.B. Verringerung von Stand-by-Verlusten als grundlastrelevante Maßnahme, Ersatz von Elektro- durch Gasherden als spitzenlastrelevante Maßnahme) als auch durch Lastmanagementprogramme bewirkt werden (z.B. Lastabwurfschaltungen geeigneter Stromverbraucher zur Minimierung der Höchstlast der Entnahme durch den Kunden). Auch dafür sind vielfältige Instrumente verfügbar, die bis zur Minimierung des 1/4h-Mittelwertes die Möglichkeiten von zeitlichen Lastverlagerungen zur Kosteneinsparung des Kunden nutzen. Eine Ausweitung dieser zunächst im Interesse des Abnehmers liegenden Optimierung von der Minimierung der indivi-

duellen Höchstlast zur Minimierung der Höchstlast des Gesamtnetzes bietet sich für den aktiven Netzbetreiber an.

Insgesamt ist es ein zentrales Kennzeichen des aktiven Netzbetreibers, dass er dezentrale Optionen sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite nicht nur kostengünstig in sein Netz integriert, sondern sie auch systematisch zur Lösung netzseitiger Probleme einsetzt. Dadurch wird seine Systemgrenze der Handlungsoptionen signifikant ausgeweitet. Nach diesem Selbstverständnis ist der aktive Netzbetreiber

- dezentraler Energiemanager zur Netzlastoptimierung
- Partner dezentraler Akteure
- Initiator und Unterstützer ökonomisch sinnvoller Eigenerzeugung und Objektnetzversorgungen
- Effizienzpartner bzw. -vermittler für Endkunden.

4 Fazit

Der Umbau sowohl des Strom- als auch des Wärmesektors ist aus klimapolitischen Gründen zwingend notwendig. Dieser Umbau wird auf Dauer nicht gegen die Interessen der Strom- und Gasnetzbetreiber durchgeführt werden können. Es ist daher notwendig, diese Interessen im Rahmen einer intelligenten Anreizregulierung differenziert zu berücksichtigen. Nur wenn das gelingt, können die Netzbetreiber ein wichtiger Umbauakteur im Sinne eines „aktiven Netzbetreibers“ werden.

Literatur

- BNetzA 2006: Bericht der Bundesnetzagentur nach § 112 EnWG zur Einführung einer Anreizregulierung nach § 21a EnWG. Bonn 30.06.2006
- BNetzA 2008: Bundesnetzagentur (2008): Monitoringbericht 2008, Bonn, 31. Juli 2008
- DIW u.a 2008: DIW/DLR/IZES/ZSW, Diekmann, J., D. Edler, M. Horn, C. Kemfert, W., Krewitt, U. Lehr, M. Nast, J. Nitsch, G. Frey, J. Horst, U. Leprich, J. Klink, O. Langniß: Analyse und Bewertung der Wirkungen des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) aus gesamtwirtschaftlicher Sicht. Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt,

Naturschutz und Reaktorsicherheit, Berlin Stuttgart, Saarbrücken, Februar 2008

Dörsam 2007: Dörsam, Barbara: Netzwirtschaftliche Integration von dezentralen Anlagen – Factbook, Master Thesis 2007 (unveröffentlicht)

IZES u.a. 2008: IZES/Öko Institut/BET Aachen/isusi/Dornbach & Partner: Frey, G., D. Bauknecht, H. Bokelmann, E. Evers, J. Horst, U. Leprich, K. Schrader, S. Peter: Optimierungsstrategien Aktiver Netzbetreiber beim weiteren Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung (OPTAN). Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Saarbrücken, Aachen, Freiburg, Koblenz, München

Leprich 2005: Leprich, Uwe; Bauknecht, Dierk; Evers, Elfried; Gaßner, Hartmut; Schrader, Knut, Dezentrale Energiesysteme und Aktive Netzbetreiber (DENSAN). Endbericht. Saarbrücken u.a.

Mitchell 2000: Mitchell, Catherine 2000: Neutral Regulation – the vital ingredient for a sustainable energy future, in: Mitchell, C. (Ed.): Renewable Energy – Issues for the New Millennium, Special Issue, Vol. 11:4, October 2000, S.377-390

van Werven/Scheepers 2005: van Werven, M.J.N./Scheepers, M.J.J. 2005: Dispower – The Changing Role of Energy Suppliers and Distribution System Operators in the Deployment of Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets, ECN, June 2005

Ziesing 2006: Ziesing, H.-J. (2006): CO₂-Emissionen in Deutschland im Jahre 2005 deutlich gesunken, in: DIW-Wochenbericht 12/2006, S.153-162