

Energie & Ernährung  
Consult GbR



# Dezentrale Energiesysteme und Aktive Netzbetreiber (DENSAN)

Endbericht

31. Oktober 2005

Prof. Dr. Uwe Leprich (Projektleitung)

Dierk Bauknecht

Dr. Elfried Evers

Hartmut Gaßner

Knut Schrader

Dieses Projekt wurde von den folgenden Unternehmen finanziert:

Stadtwerke Aachen AG (STAWAG), Stadtwerke Flensburg GmbH, Stadtwerke Jena-Pößneck GmbH, Stadtwerke Karlsruhe GmbH, Stadtwerke Leipzig GmbH, MVV Energie AG Mannheim, Stadtwerke Schwäbisch Hall GmbH



# Inhaltsverzeichnis

## Dezentrale Energiesysteme und aktive Netzbetreiber (DENSAN)

Vorbemerkung.....	7
Zusammenfassung .....	9
<b>0 Einführung .....</b>	<b>13</b>
<b>1 Technisches Szenario / Visionen eines stärker dezentralisierten Stromsystems.....</b>	<b>18</b>
1.1 Szenarien der Dezentralisierung .....	18
1.1.1 Szenario 1: Anpassung (Accommodation).....	19
1.1.2 Szenario 2: Dezentralisierung (Decentralisation).....	20
1.1.3 Szenario 3: Verbreitung (Dispersal).....	21
1.2 Überblick über bestehende Arbeiten.....	22
1.2.1 Projekte in Deutschland .....	23
1.2.2 Projekte der EU.....	30
1.2.3 Das größte „Pilotprojekt“: Die Transformation von Erzeugung und Netz in Dänemark.....	33
1.2.4 Ausgewählte Projekte in anderen Ländern.....	36
1.2.4.1 Österreich.....	36
1.2.4.2 Großbritannien .....	37
1.3 Status einzelner Elemente von Distributed Energy Resources (DER).....	40
1.3.1 Überblick und kurze Bewertung dezentrale Erzeugungsoptionen .....	41
1.3.1.1 KWK-Technologien .....	41
1.3.1.2 Erneuerbare Energien und Sonstige Technologien .....	45
1.3.1.3 Integrationsfähigkeit dezentraler Erzeugungstechnologien .....	46
1.3.2 Überblick und kurze Bewertung von Speichertechnologien .....	47
1.3.3 Überblick und kurze Bewertung Netzoptionen .....	47
1.3.4 Effizienz- und Lastmanagementoptionen.....	51
1.3.5 Steuerungs-/Regelungstechniken und Charakterisierung eines integrativen Ansatzes.....	51
1.4 Ausblick auf weitere Arbeiten .....	52
<b>2 Rahmenbedingungen und Anreizstrukturen für Verteilnetzbetreiber im Hinblick auf die Erschließung dezentraler Optionen .....</b>	<b>56</b>
2.1 Vermiedene Netznutzungsentgelte .....	57
2.2 Anreize durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das Kraft-Wärme- Kopplung-Modernisierungsgesetz (KWK-G).....	62
2.2.1 Transaktionskosten .....	63
2.2.2 Netzausbaukosten .....	63
2.2.3 Profilwälzung .....	64
2.2.4 EEG Novelle eröffnet Integrationsmöglichkeiten .....	65
2.3 Anreize durch die Strommarktliberalisierung .....	65
2.4 Anreize durch das bisherige Festlegungsverfahren für Netznutzungsentgelte.....	70

2.4.1	Anreize im Rahmen der Strompreisaufsicht der Bundesländer: .....	70
2.4.2	Anreize im Rahmen der freiwilligen Verbändevereinbarungen.....	72
2.5	Auswirkungen der Dezentralisierung auf die Kostenstrukturen des Verteilnetzbetreibers.....	74
<b>3</b>	<b>Das Leitbild eines aktiven Netzbetreibers und die Gestaltung unterstützender Rahmenbedingungen .....</b>	<b>80</b>
3.1	Das Spektrum neuer Aufgabenstellungen eines aktiven Verteilnetzbetreibers.....	81
3.1.1	Systematische Einbindung dezentraler Einspeiser .....	82
3.1.2	Eigene Anlagen der Verteilnetzbetreiber.....	84
3.1.3	Systematische Einbindung dezentraler Eigenerzeuger.....	85
3.1.4	Systematische Einbeziehung der Nachfrageseite.....	86
3.1.5	Das virtuelle Netzlastkraftwerk als Integration und Management von Angebot und Nachfrage im Netzgebiet .....	86
3.1.6	Zusätzliche Beiträge zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen und die Rolle der Netzbetreiber bei der Marktintegration dezentraler Ressourcen.....	89
3.2	Zielführende Ausgestaltung der Rahmenbedingungen zur Unterstützung aktiver Netzbetreiber .....	92
3.2.1	Rechtliche Verankerung der Aufgaben eines aktiven Netzbetreibers .....	92
3.2.2	Erwünschte und unerwünschte Anreize im künftigen Festlegungsverfahren für Netzentgelte .....	93
3.2.3	Ansätze im künftigen Netzentgeltverfahren.....	97
3.2.3.1	Bestandteile der Ermittlung der Netznutzungsentgelte.....	97
3.2.3.2	Ansatzpunkte bei der Ermittlung der Kostenbasis.....	100
3.2.3.3	Ansatzpunkte beim Effizienzvergleich.....	101
3.2.3.4	Ansatzpunkte bei der Ermittlung der Startwerte.....	102
3.2.3.5	Ansatzpunkte bei der Festlegung des Entwicklungspfades .....	103
3.2.3.6	Positive Anreize .....	105
3.2.4	Ansätze bei der Festlegung der Netzanschlussgebühren.....	106
3.2.5	Praxistest Innovationszone .....	107
3.2.6	Zusammenfassende Empfehlungen .....	109
3.3	Rechtliche Spielräume für aktive Verteilnetzbetreiber zwischen Unbundling-Vorschriften und Gemeinderecht.....	110
3.3.1	Entflechtung.....	110
3.3.2	Beurteilung des Spektrums neuer Aufgabenstellungen.....	112
3.3.2.1	Das virtuelle Netzlastkraftwerk .....	115
3.3.2.2	Weitere Beiträge zu den Systemdienstleistungen.....	115
3.3.3	Kommunalwirtschaftsrecht.....	115
3.3.4	Zusammenfassung.....	118
<b>4</b>	<b>Literatur .....</b>	<b>119</b>

## Abbildungen

Abbildung 1:	Aktuelle Kraftwerksplanung in Deutschland.....	15
Abbildung 2:	Schematische Darstellung einer Virtual Utility .....	21
Abbildung 3:	EU-Projekte zur Integration dezentraler Erzeugung im 5. Forschungsrahmenprogramm .....	31
Abbildung 4:	Das Beispiel Dänemark: Von der zentralen Erzeugung Mitte der 80er Jahre zur dezentralen Erzeugung im Jahr 2000 .....	33
Abbildung 5:	Planung für die Entwicklung des Systems 21 des dänischen Übertragungsnetzbetreibers .....	35
Abbildung 6:	Investitionskosten für den Netzausbau in einem ländlichen Netz bei verschiedenen Anteilen und Dichten dezentraler Erzeugung, einschließlich Kosten für den Aufbau eines Active Management in Millionen £ .....	39
Abbildung 7:	Investitionskosten für den Netzausbau in einem städtischen Netz bei verschiedenen Anteilen und Dichten dezentraler Erzeugung, einschließlich Kosten für den Aufbau eines Active Management, in Millionen £ .....	40
Abbildung 8:	Übersicht Entwicklungsstand kleiner KWK-Technologien.....	43
Abbildung 9:	Schematische Darstellung eines Microgrid-Systems.....	50
Abbildung 10:	Vermeidungsleistung dezentraler Einspeisung .....	60
Abbildung 11:	Regelkreise zur Optimierung des VNNE.....	62
Abbildung 12:	MS-Netz je Station .....	76
Abbildung 13:	Leistungsanteil dezentraler Einspeisung in NS.....	77
Abbildung 14:	Arbeitsanteil dezentraler Einspeisung in NS .....	78
Abbildung 15:	Leistungsanteil dezentraler Einspeisung in MS und NS .....	78
Abbildung 16:	Arbeitsanteil dezentraler Einspeisung in MS und NS.....	79
Abbildung 17:	Funktionalität des virtuellen Netzlastkraftwerkes.....	88
Abbildung 18:	Künftige Festlegung der Netznutzungsentgelte .....	99
Abbildung 19:	Die Phasen des Innovationsprozesses und regulatorische Instrumente in UK .....	108

**Tabellen**

Tabelle 1:	Überblick über die drei Szenarien .....	22
Tabelle 2:	Ausgewählte Forschungs-/Pilotprojekte und Feldversuche .....	23
Tabelle 3:	Gegenüberstellung Konwerl 2010 und VK Unna .....	29
Tabelle 4:	Kapazität und Last in Dänemark .....	34
Tabelle 5:	Vergleich von dezentralen KWK-Technologien.....	42
Tabelle 6:	Überblick: Einsatzgebiete und Fahrweise von dezentralen Energiesystemen nach Größenklassen.....	46
Tabelle 7:	Marktreife verschiedener Speichertechnologien.....	47
Tabelle 8:	Anreize im Rahmen der Tariffestlegung durch die Bundesländer.....	71
Tabelle 9:	Anreize durch die Verbändevereinbarungen .....	73

## **Vorbemerkung**

Kommunale Energieunternehmen in Deutschland hatten im Vergleich zur Verbund- und Regionalstufe der Energiewirtschaft von jeher einen stärkeren Anspruch und größere Ambitionen, eigene umwelt- und klimapolitische sowie regionalwirtschaftliche Akzente zu setzen. Das zeigte sich beispielsweise durch den langjährigen Aufbau einer kommunalen Kraft-Wärme-Kopplung mit hohen Gesamtwirkungsgraden insbesondere in größeren Städten oder durch vielfältige Aktivitäten im Rahmen eines kundenorientierten Demand-side Managements, die als zielgerichtete Programme zur Steigerung der Energieeffizienz beim Kunden Bestandteil des Least-Cost Planning-Konzeptes (LCP) gewesen waren.

Seit Beginn der Liberalisierung Mitte der 90er Jahre, die unter anderem eine (zunächst nur gedankliche) Trennung der einzelnen Wertschöpfungsstufen mit sich brachte und zur raschen Beendigung des integrierten LCP-Ansatzes führte, haben kommunale Energieunternehmen eigene umwelt- und klimapolitische Ambitionen nur noch sehr eingeschränkt entwickeln und realisieren können. Vielmehr fiel ihnen zusammen mit den anderen Energieunternehmen die Rolle zu, die entsprechenden bundespolitischen Vorgaben (Einspeisegesetz/Erneuerbare-Energien-Gesetz, Kraft-Wärme-Kopplungs-(Modernisierungs-)gesetz, Ökosteuerengesetz, Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz) zu exekutieren. Zudem trug eine Vielzahl neuer Beteiligungen der Verbundunternehmen an Stadtwerken in den letzten Jahren nicht dazu bei, eigenständige Ambitionen zu stärken. Stattdessen zeichnet sich eine stärkere Interessenkongruenz dahingehend ab, dass integrierten Stadtwerken von der Verbundwirtschaft die Rolle als „Kundensammler“ (Vertrieb) und „Durchleitungsknecht“ (Netzbetrieb) ohne eigene Erzeugungsambitionen und ohne eigenes umwelt-/ klimapolitisches Profil zugeordnet wird.

Diese eher passive Rolle ist für nach wie vor ambitionierte kommunale Unternehmen auf Dauer unbefriedigend, und so wird seit einiger Zeit verstärkt die Frage diskutiert, welche Spielräume die Liberalisierung der Energiemärkte ihnen für eigene umwelt- und klimapolitische sowie regionalwirtschaftliche Aktivitäten noch lässt bzw. wie die Rahmenbedingungen gestaltet werden müssen, um diese Aktivitäten zu ermöglichen.

Erste diesbezügliche Gedanken zu einem Projekt „Dezentrale ENergieSysteme und Aktive Netzbetreiber“ (DENSAN) wurden nach der EUROFORUM-Tagung „Stadtwerke 2004“ im Mai letzten Jahres entwickelt, und das erste Treffen zur Absteckung des Projektrahmens fand im November in Berlin statt. Die Teilnahme sowohl des Bundesumweltministeriums als auch des Umweltbundesamtes an diesem Treffen dokumentiert das hohe Interesse auch der Bundesebene an der Thematik.

Nachdem eine bereits sicher geglaubte Co-Finanzierung des Projektes durch das Bundesumweltministerium in letzter Minute an haushaltstechnischen Schwierigkeiten gescheitert war, formierte sich die Projektgemeinschaft bestehend aus den Stadtwerken Aachen, Jena-Pößneck, Karlsruhe, Leipzig und Schwäbisch Hall im Februar dieses Jahres und beschloss, das Projekt in abgespeckter Form aus eigener Kraft zu finanzieren. Sie beauftragte die Energie & Ernährung Consult GbR, Saarbrücken unter der Federführung von Prof. Dr. Uwe Leprich mit der Durchführung des Projektes. Dieser stellte ein

interdisziplinäres Projektteam bestehend aus Dierk Bauknecht vom Öko-Institut, Freiburg, Dr. Elfried Evers und Knut Schrader vom Büro für Energiewirtschaft und technische Planung (BET), Aachen und Hartmut Gaßner von der Anwaltskanzlei Gaßner, Groth, Siederer & Coll., Berlin, zusammen, um die technischen, ökonomischen und juristischen Facetten dieses konzeptionellen Neulandes mit hoher fachlicher Qualität bearbeiten zu können.

Der Projektgemeinschaft schlossen sich im April die MVV Energie AG, Mannheim und im Mai die Stadtwerke Flensburg als passive Mitglieder an. Dieser Status berechtigte zur umfassenden Teilnahme am Informationsfluss.

In einem halbtägigen Workshop in Berlin Mitte September, an dem neben der Projektgemeinschaft auch Vertreter des Verbandes Kommunaler Unternehmen (VKU) sowie das Umweltbundesamt teilnahmen und an einem nachfolgenden Vertiefungsprojekt im Rahmen des nächsten Umweltforschungsplans Interesse bekundeten, wurde der vorläufige Endbericht intensiv diskutiert, an einigen Stellen korrigiert und um ausgewählte Aspekte ergänzt. Der nun vorliegende Endbericht hat diese Anregungen umfassend eingearbeitet und schließt das Projekt formell ab.

Das Bearbeiterteam dankt der Projektgemeinschaft für ihr finanzielles, inhaltliches und personelles Engagement und verleiht der Hoffnung Ausdruck, dass die Projektergebnisse auf fruchtbaren Boden fallen und sich dadurch gerade für kommunale Unternehmen neue Spielräume eröffnen, um umfassendere Aktivitäten zur Erschließung dezentraler energiewirtschaftlicher Ressourcen vor Ort entfalten zu können.

Saarbrücken/Freiburg/Aachen, im Oktober 2005

## **Zusammenfassung**

Das Projekt „Dezentrale Energiesysteme und aktive Netzbetreiber“ (DENSAN) geht von der Prämisse aus, dass sich das bundesdeutsche Stromsystem künftig insbesondere auf Grund politischer Vorgaben zu einem stärker dezentralisierten System entwickeln wird. Die technischen Möglichkeiten eines dezentraleren Systems sind bereits in vielfältigen Facetten untersucht worden. Konzepte wie „virtuelle Kraftwerke“, „Microgrids“ oder „dezentrale Energiemanagementsysteme“ beispielsweise verbinden die Strombereitstellung mit intelligenten Steuerungs- und Regelungstechniken und versprechen einen sehr weitgehenden Dezentralisierungsschub.

DENSAN stellt demgegenüber die bislang eher vernachlässigte Frage in den Mittelpunkt, welche Akteure denn den Umbau des bestehenden Systems hin zu einem stärker dezentralisierten System befördern und vorantreiben könnten und welche ökonomischen Rahmenbedingungen sie dafür benötigen. Konkret untersucht wird hier die Rolle der Stromverteilnetzbetreiber, die die Erzeuger und Verbraucher durch die Netzinfrastuktur miteinander verbinden und insofern eine zentrale strategische Position innehaben.

Fest steht zunächst: Mit zunehmendem Anteil kann dezentrale Erzeugung nicht mehr in einer Nische betrieben werden. Vielmehr müssen die Anlagen zu einem natürlichen Bestandteil des Stromsystems und daher in die Netze und Märkte integriert werden. Das bedeutet auch, dass dezentrale Anlagen nicht mehr nur Energie, sondern auch Kapazität ersetzen müssen, zunehmend steuerbar werden und wo möglich auch Systemdienstleistungen zur Verfügung stellen müssen.

Eine solche Systemintegration erfordert einen Paradigmenwechsel sowohl bei den dezentralen Erzeugern als auch bei den Netzbetreibern. Auf der Erzeugerseite geht es darum, die rein betriebswirtschaftliche Fahrweise aus der Anlagenperspektive unter einem „Priority-dispatch“-Regime abzulösen und die Erzeugung stärker an den Erfordernissen des Gesamtsystems zu orientieren. Auf Seite der Netzbetreiber bedeutet dieser Paradigmenwechsel, dass das Verteilnetz und die daran angeschlossenen Erzeugungsanlagen nicht mehr als passiver, nicht steuerbarer Anhang gesehen werden, sondern aktiv in das Management der Netze einbezogen werden. Dies gilt im Übrigen auch für Optionen auf der Nachfrageseite wie Energieeffizienz- und Lastmanagementprogramme. Nur durch eine solche Integration dezentraler Optionen durch einen „aktiven Netzbetreiber“ wird es möglich sein, ihre Vorteile umfassend zu erschließen.

Die Integration vieler dezentraler Einzelelemente lässt sich konzeptionell in einem „virtuellen Netzlastkraftwerk“ zur Steigerung dezentraler Effizienz zusammenfassen. Dezentrale Effizienz ist dabei die Verminderung der in einem abgeschlossenen System zentral vorzuhaltenden Leistung zur Erfüllung einer Versorgungsaufgabe. Als Servicebeitrag des Netzbetreibers gegenüber Einspeisern und aktiven Verbrauchern kann eine Merit Order der möglichen Netzentlastungen erstellt und Fenster für Potentiale der Leistungsvermeidung und der vorausschauenden Vermeidung von Netzerweiterungs- und -verstärkungsmaßnahmen ermittelt werden.

Mit dem Aufbau eines virtuellen Netzlastkraftwerkes könnten somit gezielt Anreize zur Minimierung der kostenrelevanten Effekte des Netzbetriebes gesetzt werden. Dem volkswirtschaftlichen Nutzen dezentraler Effizienz steht allerdings ein Aufwand der Netzbetreiber gegenüber, der im bisherigen Regulierungskonzept keine Berücksichtigung findet.

Hinzu kommen vielfältige bestehende Negativanreize der Netzbetreiber gegenüber der systematischen Berücksichtigung und Integration dezentraler Optionen:

- Die Zahlung vermiedener Netznutzungsentgelte liegt nicht immer im Interesse der Netzbetreiber, weil durch dezentrale Erzeugungsanlagen Netznutzung vermieden wird und zwar mittel- bis langfristig, aber nicht in allen Fällen kurzfristig direkt Kosten vermieden werden.
- Auch durch den Fördermechanismus des KWKG und des EEG entstehen zusätzliche Transaktionskosten für die Netzbetreiber. Die Kosten der Einspeisevergütung selbst werden zwar umgelegt. Die Organisation des Umlagemechanismus und die Vergütung der Kraftwerksbetreiber verursachen jedoch einen zusätzlichen Aufwand, der den Netzbetreibern bislang nicht ersetzt wird.
- Je höher die Anzahl unabhängiger Erzeugungsanlagen, desto aufwändiger wird 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. Diese zusätzlichen Transaktionskosten entstehen unabhängig davon, ob eine Anlage nach EEG oder KWKG oder gar nicht gefördert wird.
- Jede dezentrale Erzeugungsanlage, die zur Eigenversorgung oder zur Versorgung Dritter dient, bedeutet in der Regel eine Erlös- und Gewinneinbuße für den Netzbetreiber. Das gleiche gilt für wirksame Effizienzaktivitäten auf der Nachfrageseite.
- Das Steuerungsmanagement der dezentralen Anlagen bedeutet primär einen zusätzlichen Aufwand für den Netzbetreiber. Diesem Aufwand steht ein volkswirtschaftlicher Nutzen gegenüber, der allerdings den Netzbetreiber nicht entlastet.

Will man also die Netzbetreiber – und hier vor allem die Verteilnetzbetreiber - als mögliche dezentrale Systemoptimierer und „Umbauakteure“ hin zu einem stärker dezentralisierten Stromsystem „entdecken“ und aktivieren, erfordert dies zwingend entsprechende Weichenstellungen im Regulierungskonzept. In Deutschland befindet sich der Aufbau der Regulierung derzeit noch im Anfangsstadium und bietet daher gute Chancen, die notwendigen Gestaltungsfenster für eine neue, aktive Rolle der Netzbetreiber zu öffnen und sie insbesondere betriebswirtschaftlich abzusichern.

Beim künftigen Festlegungsverfahren für Netznutzungsentgelte müssten dafür nach unserer Analyse u.a. folgende Regelungen verankert werden:

- Bei der Prognose der Betriebskosten ist abzusichern, dass die absehbaren Kosten, die durch die Erschließung dezentraler Optionen künftig anfallen, als Kostenart explizit berücksichtigt werden. Möglicherweise können hier Kennziffern

entwickelt werden, die einen Bezug zwischen der dezentralen Option und ihren durchschnittlich verursachten Kosten für den Netzbetreiber herstellen.

- Vergütungen, die Netzbetreiber an dezentrale Anlagenbetreiber auf Grund einer dauerhaften Minderung der Netzlast zahlen, sind ebenfalls als Bestandteil der Betriebskosten anzuerkennen.
- Qualitätskennziffern, die etwas über die dezentrale Effizienz der einbezogenen dezentralen Optionen im Netzgebiet aussagen, werden beim Effizienzvergleich dergestalt berücksichtigt, dass eine gute Qualität eine Abweichung der Netzentgelte nach oben rechtfertigt.
- Zur Neutralisierung des Mengenanreizes bedarf es einer periodenübergreifenden Mengensaldierung, bei der der jeweilige preisbewertete Mengensaldo entweder jährlich oder im nächsten Regulierungszyklus im Rahmen der Startwertfestlegung berücksichtigt wird.
- Belohnungen / Sanktionen für die Erfüllung/Nichterfüllung von Qualitätszielen im Hinblick auf die Erschießung dezentraler Optionen sollten unmittelbar in einen Faktor der festzulegenden Anpassungsformel einfließen.

Um die Sensibilität in Deutschland bei allen beteiligten Akteuren – insbesondere jedoch bei der Bundesnetzagentur – für das Thema „aktive Netzbetreiber“ zu erhöhen, sollte in einem ersten Schritt ein Praxistest für einen modellhaften regulatorischen Umgang damit durchgeführt werden.

Rechtlich gesehen belassen sowohl die festgelegten Entflechtungsvorgaben als auch die Gemeindeordnungen genügend Spielraum für das aufgezeigte Aufgabenspektrum eines aktiven Netzbetreibers. Energiewirtschaftlich gesehen stellt es sich unseres Erachtens als erhebliche Chance für die Ausgestaltung eines neuen, positiven Leitbilds für Stromverteilnetzbetreiber und damit auch für die kommunalen Unternehmen insgesamt dar.



## 0 Einführung

Die Einsicht, dass unser heutiges Energiesystem nicht nachhaltig im Sinne von zukunftsfähig und verallgemeinerbar ist, bildet den Ausgangspunkt aller Überlegungen zu seiner Umgestaltung. Dies gilt insbesondere auch für das Stromsystem, das allein rund ein Drittel des Energieverbrauchs und der CO<sub>2</sub>-Emissionen auf sich vereint. Bereits die Tatsache, dass die bevölkerungsreichsten Länder China und Indien einen gegenüber Deutschland um den Faktor 6 (China) bzw. 16 (Indien) geringeren Pro-Kopf-Stromverbrauch aufweisen, demonstriert anschaulich, wie dramatisch eine Übertragung des bundesdeutschen Stromsystems auf diese Länder unter CO<sub>2</sub>- und Ressourcengesichtspunkten wäre.

Eine Option, die vor diesem Hintergrund seit einigen Jahren immer intensiver diskutiert wird, ist eine stärkere Dezentralisierung der Stromerzeugung und damit einhergehend eine verbraucher- und lastnahe Versorgungsstruktur. Dabei werden u.a. folgende Gründe für die Notwendigkeit einer stärkeren Dezentralisierung des Stromsystems in Deutschland angeführt:

- **Kraft-Wärme-Kopplung ist dezentral**  
Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung sparen in der Regel durch ihre hohen Gesamtwirkungsgrade einen erheblichen Anteil Primärenergie ein. Voraussetzung dafür ist die sinnvolle Verwendung der Abwärme, was ökonomisch nur in relativ verbrauchernahen dezentralen Anlagen gewährleistet werden kann. Eine sehr viel stärkere Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung zur Stromerzeugung gilt nach wie vor als wesentlicher Grundpfeiler einer zielführenden Klimaschutzpolitik in Deutschland.
- **Erneuerbare Energien sind dezentral**  
Die Nutzung erneuerbarer Energien ist in der Regel an den Ort ihres Aufkommens gebunden – sei es bei Wasser- und Windkraftwerken, sei es bei Photovoltaik oder Geothermie. Lediglich die Biomasse-/Biogasnutzung ist etwas flexibler, wobei auch hier in den allermeisten Fällen die Nutzung in dezentralen Anlagen erfolgt.
- **Dezentral stärkt die Versorgungssicherheit**  
Zentrale Systeme sind in Zeiten eines zunehmenden Terrorismus mögliche Ziele von Anschlägen mit weit reichenden Folgen für die Funktionsfähigkeit der Wirtschaftsgesellschaft. Kleinräumig vernetzte dezentrale Systeme erscheinen hier weniger anfällig. Darüber hinaus vermindern die Nutzung erneuerbarer Energien und die hocheffiziente Ausnutzung fossiler Energien in dezentralen Anlagen die Importabhängigkeiten und schonen die knappen Ressourcen.
- **Dezentral stärkt die regionale Wertschöpfung**  
Die Errichtung, der Betrieb und die Wartung dezentraler Anlagen schafft bzw. sichert in der Regel Arbeitsplätze vor Ort, vermindert Geldabflüsse für importierte Brennstoffe und stärkt auf diese Weise die Kaufkraft in der Region.

- Ein dezentraleres Stromsystem ist möglicherweise ökonomisch günstiger als ein zentrales System

Das Rückgrat eines zentralen Stromsystems ist ein gut ausgebautes Transportnetz (Hoch- und Höchstspannungsleitungen), das relativ teuer ist. In der Perspektive kann ein dezentraleres System dazu führen, den Umfang des Transportnetzes zu reduzieren und dadurch Kosten auf dieser Ebene einzusparen.

Aus diesen und weiteren Gründen enthalten die meisten Energieszenarien deutlich höhere Anteile dezentraler Stromerzeugung gegenüber heute. Auch die im letzten Jahr durchgeführte europäische Delphi-Studie, bei der rund 700 Experten nach ihren Zukunftsvorstellungen im Hinblick auf die Ausgestaltung der Energiesysteme befragt wurden, kommt zu dem Ergebnis:

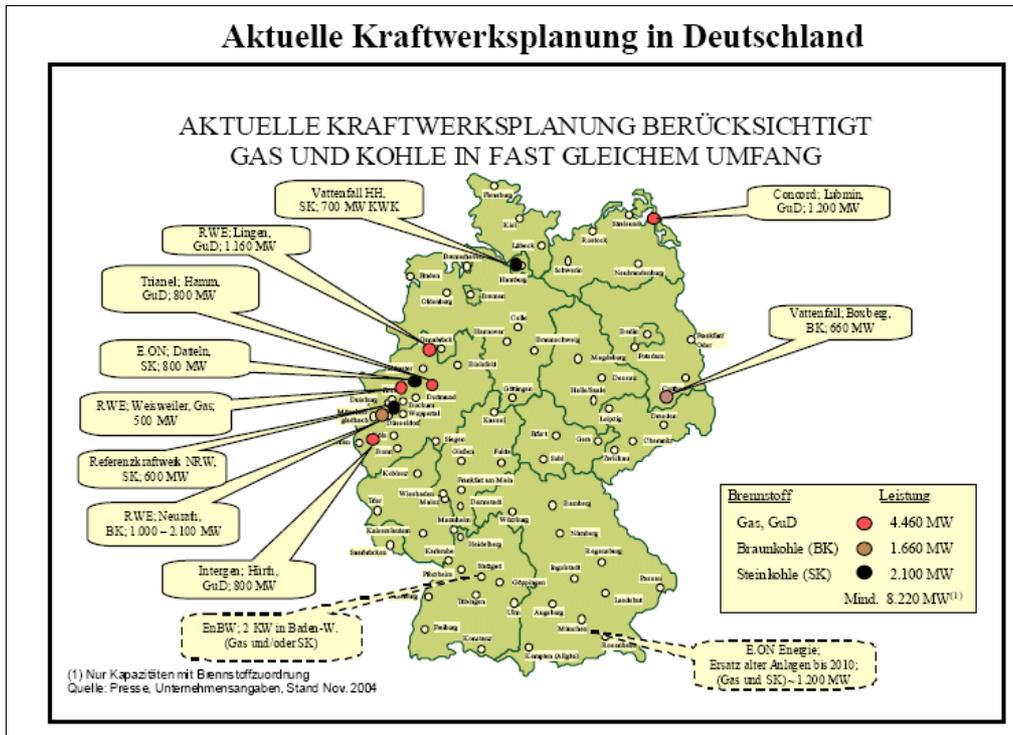
*“The results ... indicate that the production of power, heat and biogas in distributed energy systems (DES) can play a key role in Europe’s energy system, particularly in combination with the development of local renewable energy resources and storage technologies. ...A steadily increasing share of distributed electricity generation is considered very likely under all framework conditions analysed in EurEnDel and highly beneficial for its contribution to increasing security of supply.” (EurEnDel 2004, S.22)*

Es war nicht die Aufgabe dieses Projektes, die Sinnhaftigkeit und Belastbarkeit dieser Argumente und Szenarien zu überprüfen. Vielmehr wurde die Prämisse, wonach der Anteil dezentraler Stromerzeugung in Deutschland zunehmen soll, als politisch gesetzt vor die Klammer gezogen und nicht näher hinterfragt.

Die technischen Möglichkeiten dezentralerer Systeme sind bereits in zahlreichen Forschungsprojekten untersucht worden. Konzepte wie „virtuelle Kraftwerke“, „Microgrids“ oder „dezentrale Energiemanagementsysteme“ verbinden die Strombereitstellung mit intelligenten Steuerungs- und Regelungstechniken und versprechen einen sehr weitgehenden Dezentralisierungsschub. In *Kapitel 1* werden abgeschlossene oder noch laufende Forschungsprojekte zur Dezentralisierung des Stromsystems ausgewertet und zu plausiblen Szenarien verdichtet. Ziel ist es, Schlüsseltechnologien im Bereich der sogenannten „distributed energy resources/DER“ (Angebots- und Nachfragetechnologien) in Verbindung mit den Möglichkeiten moderner Steuerungs- und Regelungstechniken zu identifizieren, ihre Verbreitung auf der Zeitachse zu prognostizieren und ihr mögliches Zusammenspiel zu analysieren. Dabei gehen wir davon aus, dass dezentrale Optionen ein so hohes Potenzial besitzen, dass sie nicht länger als Nischentechnologien zu betrachten sind, sondern zu einem integralen Bestandteil des Gesamtsystems werden.

Allerdings zeigt sich aktuell, dass die Umsetzung dezentraler Systeme in der Regel an den ökonomischen und den institutionellen Rahmenbedingungen scheitert. Allen Lippenbekenntnissen von Unternehmen und Politikern zum Trotz sind es auch aktuell wieder fast ausschließlich zentrale Kondensationskraftwerke, die die demnächst abzuschaltenden Großkraftwerke im anstehenden Reinvestitionszyklus ersetzen sollen (s. *Abbildung 1*).

Abbildung 1: Aktuelle Kraftwerksplanung in Deutschland



Quelle: Boston Consulting Group, November 2004

Es stellt sich daher drängender denn je die Frage: Welche Akteure könnten den politisch gewollten Umbau des bestehenden, stark zentralisierten Energiesystems hin zu einem stärker dezentralisierten System befördern, vorantreiben, ihn zu ihrer Sache machen, und welche Rahmenbedingungen benötigen sie dafür ?

Im Zentrum des Systems stehen ohne Frage die Netzbetreiber, die Erzeuger und Verbraucher durch die Netzinfrastruktur miteinander verbinden. Das Liberalisierungskonzept geht davon aus, dass sich Netzbetreiber als Vermittler zwischen Angebot und Nachfrage strikt neutral verhalten. Dies setzt voraus, dass sie keinerlei eigene Interessen hinsichtlich der Strombereitstellung und des Stromhandels/-vertriebs verfolgen, und dass ihre Einkommensströme nicht mit Anreizen verknüpft sind, die ein spezielles Bereitstellungssystem favorisieren. Um an die obige Frage anzuknüpfen: Voraussetzung dafür, dass Akteure den Umbau des bestehenden Systems vorantreiben können, ist zumindest die Neutralität der Netzbetreiber.

Davon ist man in Deutschland ein gutes Stück entfernt, aber die Zielsetzung steht nicht in Frage. Die Deutsche Bank Research beispielsweise vertritt die Ansicht:

*„Wenn die etablierten Netzbetreiber die privaten Einspeiser nicht länger als lästige Konkurrenz, sondern als willkommene Kooperationspartner begreifen, wäre dies im Interesse einer Optimierung der Energieversorgung – nicht zuletzt auch unter Berücksichtigung umweltpolitischer Ziele.“ (Auer 2004, S.18)*

Allerdings liefert sie keine Erklärung dafür, warum ihres Erachtens die Netzbetreiber private Einspeiser als „lästige Konkurrenz“ betrachten, welche Aufgaben sie als „Kooperationspartner“ wahrnehmen könnten und welche Rahmenbedingungen und Anreize sie benötigen, um die ihnen zugedachte Rolle auszufüllen.

Hier setzt das vorliegende Projekt an. Es hat den Anspruch, die Netzbetreiber – und hier in erster Linie die Stromverteilnetzbetreiber – als Akteure zu „entdecken“, ohne die der gewünschte Umbau des Stromsystems nicht oder zumindest nicht zeitnah bewerkstelligt werden kann. Es schließt damit eine Lücke, die bislang in den zahlreichen technisch orientierten Projekten nicht geschlossen werden konnte und dort eine gewisse Orientierungslosigkeit hinterlassen hat.

Bereits die EU-Kommission ermuntert in ihrer Binnenmarkttrichtlinie Elektrizität vom Juni 2003 („Beschleunigungsrichtlinie“) 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.“*

Diese Vorschrift lässt sich als Chance für die Ausgestaltung eines neuen, positiven Leitbilds für die Stromverteilnetzbetreiber und damit letztlich auch für die Stadtwerke begreifen. Sie ist auch im neuen Energiewirtschaftsgesetz verankert worden (§14 Abs. 2).

Die „Entdeckung“ des Stromverteilnetzbetreibers als Systemoptimierer und „Umbauakteur“ hin zu einem stärker dezentralisierten Stromsystem erfordert zwingend entsprechende Weichenstellungen im Regulierungssystem. In Deutschland befindet sich der Aufbau der Regulierung noch im Anfangsstadium und bietet daher gute Chancen, die notwendigen Gestaltungsfenster für eine neue, aktive Rolle der Netzbetreiber zu öffnen und sie insbesondere betriebswirtschaftlich abzusichern. Dies setzt voraus, dass die Netzbetreiber ihren Status als regulierte natürliche Monopole und neutrale Infrastrukturunternehmen akzeptieren und sich darauf einstellen, dass ihre ökonomische Situation stets fundamental von den Entscheidungen des Regulators abhängen wird. Diese in anderen Ländern seit langer Zeit akzeptierte Selbstverständlichkeit ist in Deutschland auf Grund der fehlenden Regulierungstradition noch nicht ausreichend verinnerlicht, was in den nächsten Jahren zu Anpassungsschwierigkeiten führen könnte. Weitsichtige Unternehmen werden jedoch von vorneherein versuchen, ein kooperatives Verhältnis zum Regulator aufzubauen und sich dadurch Gestaltungsspielräume zu eröffnen.

Die zusätzlichen Aufgabenfelder und ihre Absicherung durch regulatorische Gestaltungsspielräume stehen in *Kapitel 3* im Zentrum der Untersuchung, nachdem in *Kapitel 2* die aktuellen Rahmenbedingungen und Anreize für die Erschließung dezentraler Optionen in Deutschland identifiziert und analysiert worden sind. Eine rechtliche Bewertung, inwieweit möglicherweise die Unbundling-Vorschriften im novellierten Energie-

wirtschaftsgesetz oder das zum Teil sehr restriktive Gemeinderecht weitergehende Aktivitäten des Netzbetreibers einschränken, rundet das *Kapitel 3* und damit diese Untersuchung ab.

# 1 Technisches Szenario / Visionen eines stärker dezentralisierten Stromsystems

## 1.1 Szenarien der Dezentralisierung

Wenn von der Dezentralisierung der Stromversorgung die Rede ist, geht es nicht nur um dezentrale Stromerzeugung. Unter dem Begriff „**dezentrale Optionen**“ (**Distributed Energy Resources/DER**) werden vielmehr unterschiedliche Technologien und Maßnahmen gefasst, die in einem dezentralen System eine Rolle spielen:

- KWK-Anlagen als Heizkraftwerke, dezentrale Blockheizkraftwerke oder Mikro-KWK (Mikro-BHKW und -Gasturbinen, Stirlingmotoren, Brennstoffzellen)
- EEG-Anlagen außer Offshore-Wind- und größere Onshore-Windparks
- Lastmanagement-Optionen bei den Kunden in Form von Abschaltmöglichkeiten, flankiert durch entsprechende Verträge
- gezielte Energieeffizienz-Maßnahmen und –programme bei den Kunden (Demand Side Management)
- Speicheranlagen

Für dezentrale Erzeugungsanlagen existieren keine eindeutigen Abgrenzungen; in der Regel geht man aber davon aus, dass sie

- in das Nieder- oder Mittelspannungsnetz und
- verbrauchernah/lastnah

einspeisen. In diesem Sinne sind die meisten KWK-Anlagen als dezentral zu klassifizieren, wohingegen größere Windparks bereits als zentrale Optionen einzustufen sind.

Mit zunehmendem Anteil kann dezentrale Erzeugung nicht mehr in einer Nische betrieben werden. Vielmehr müssen die dezentralen Anlagen zu einem integralen Bestandteil des Stromversorgungssystems und in die Netze und Märkte integriert werden. Das bedeutet auch, dass dezentrale Anlagen nicht mehr nur Energie, sondern auch Kapazität ersetzen müssen, zunehmend steuerbar werden und wo möglich auch Systemdienstleistungen zur Verfügung stellen müssen.

Eine solche Systemintegration erfordert einen Paradigmenwechsel sowohl bei den dezentralen Erzeugern als auch bei den Netzbetreibern. Auf der Erzeugerseite geht es darum, die rein betriebswirtschaftliche Fahrweise aus der Anlagenperspektive unter einem „Priority-dispatch“-Regime abzulösen und die Erzeugung stärker an den Erfordernissen des Gesamtsystems zu orientieren. Auf Seite der Netzbetreiber bedeutet dieser Paradigmenwechsel, dass das Verteilnetz und die daran angeschlossenen Erzeugungsanlagen und Verbraucher nicht mehr als passiver, nicht steuerbarer Anhang gesehen werden, sondern aktiv in das Management der Netze einbezogen werden. Nur unter diesen Voraussetzungen können dezentrale Anlagen auch in relevantem Umfang Erzeugungskapazität ersetzen. Und nur dann wird es möglich sein, den Vorteil der Lastnähe

der dezentralen Erzeugung zu nutzen und Netzkapazitäten teilweise zu ersetzen bzw. Netzausbauten zu vermeiden.

Nur durch eine solche Integration dezentraler Anlagen wird es möglich sein, die Vorteile der dezentralen Erzeugung voll zu erschließen und den Anteil der dezentralen Erzeugung weiter zu erhöhen, ohne die Versorgungssicherheit zu gefährden und die Kosten in die Höhe zu treiben.

Eine stärkere Integration von dezentralen Optionen kann unterschiedliche Auswirkungen auf das Stromversorgungssystem haben. Die International Energy Agency (IEA 2002) zum Beispiel unterscheidet drei Phasen der Entwicklung dezentraler Systeme, wobei die Entwicklung von Phase 1 zu Phase 3 von einer Zunahme der dezentralen Erzeugung gekennzeichnet ist. Diese Phasen können auch als drei alternative Entwicklungsszenarien gesehen werden. Wir interpretieren die drei Szenarien, die von der IEA nur sehr knapp beschrieben werden, folgendermaßen:

### 1.1.1 Szenario 1: Anpassung (Accommodation)

Die erste Phase bzw. das erste Szenario wird als *Anpassung* bezeichnet. In diesem Szenario wird dezentrale Erzeugung in das bestehende System integriert, indem vor allem die notwendigen Preissignale eingeführt werden. Das Netz bleibt im Prinzip unverändert, die bisherige zentrale Kontrolle der Netze bleibt erhalten.

In diesem Szenario müssen sich die dezentralen Optionen an das bestehende System anpassen, zum Beispiel indem sie sich zu virtuellen Kraftwerken zusammenschließen, die für das Gesamtsystem als steuerbares Großkraftwerk erscheinen. Ein aktuelles Beispiel für ihre Integration in das bestehende System ist das Virtuelle Regelkraftwerk der SaarEnergie, das vor allem darauf setzt, dezentrale Optionen durch das Poolen verschiedener Kraftwerke und Verbraucher mit den bestehenden Anforderungen der Regelenenergiemärkte kompatibel zu machen<sup>1</sup>.

In diesem Szenario bedeutet Dezentralisierung nicht, dass Strom in dezentralen Kraftwerken möglichst verbrauchernah erzeugt und „vor Ort“ verbraucht wird. Vielmehr wird ein erheblicher Teil der dezentralen Erzeugung auf zentralen Märkten gehandelt. Für dieses Modell wurde aktuell zum Beispiel auch im EU-DEEP-Projekt plädiert: *“The idea that distributed generation is only to fulfil local electricity (or heat) demand*

---

<sup>1</sup> Die Saarenergie AG betreibt einen Regelenenergie-Pool, in den eigene, aber auch fremde Kraftwerke (BHKW, GTB, Notstromaggregate) eingebunden sind. Inzwischen werden ca. 1000 MW Leistung in den Regelenenergiemärkten angeboten (Stand 05/2005). Hervorzuheben ist auch die Einbindung von Industriebetrieben und deren Regelenenergieressourcen, die durch Abschaltung- oder Absenkung der elektrischen Last erschlossen werden. Durch das Poolen von dezentralen Potenzialen können auch kleine Anlagen an den Märkten teilnehmen, obwohl diese eine Mindestgröße von 30 MW bzw. 50 MW fordern. Probleme bereiten der Saarenergie AG dabei weniger die technischen Möglichkeiten der dezentralen Anlagen, als vielmehr die administrativen Hürden der Regelenenergiemärkte und insbesondere das Problem, Kraftwerke aus verschiedenen Bilanzkreisen zu bündeln. Zudem ist der attraktive Sekundärregelmarkt für gepoolte dezentrale Anlagen bislang vollständig versperrt.

*should be abandoned. Besides taking care of the local energy needs, surplus electricity would be possible to sell to the markets.”<sup>2</sup>*

Trotz einer Zunahme der dezentralen Erzeugung ändert sich die Rolle des Verteilnetzbetreibers in diesem Szenario kaum, es sei denn, der Verteilnetzbetreiber selbst trägt zur Integration der Anlagen in die zentralen Strukturen bei.

### **1.1.2 Szenario 2: Dezentralisierung (Decentralisation)**

Das zweite Szenario ist mit *Dezentralisierung* überschrieben. In diesem Szenario nimmt nicht nur der Anteil der dezentralen Erzeugung zu, sondern die Systemstrukturen werden insgesamt dezentraler. Die lokale Optimierung von Erzeugung und Verbrauch spielt eine deutlich stärkere Rolle als im ersten Szenario. Entsprechend übernehmen Verteilnetzbetreiber zunehmend eine Kontroll- und Steuerungsfunktion. Im Gegensatz zum ersten Szenario ist Dezentralisierung hier viel stärker mit der Idee verbunden, dass der Ort der Strom- (und Wärme-) Erzeugung und der Ort des Verbrauchs nahe beieinander liegen.

Dennoch findet in diesem Szenario keine vollständige Dezentralisierung statt, vielmehr geht es um eine stärkere Interaktion der verschiedenen Netzebenen. Ein solcher Ansatz wird zum Beispiel in Dänemark verfolgt. Dieses Szenario ist vergleichbar mit dem im Edison-Projekt beschriebenen Integralen Verteilnetz, *„bei dem sowohl die Kommunikations- als auch die Energiestrukturen bidirektional über die Spannungsebenen hinweg agieren, um das hochgradig dezentrale System zu stabilisieren. Die unteren Ebenen tragen hierbei vor allem zur Entlastung der übergeordneten Systeme bei“* (Lewald, Brendel 2005). Die Systemsteuerung wird in diesem Szenario im Gegensatz zu Szenario 1 dahingehend verändert, dass sie von ÜNB und VNB gemeinsam wahrgenommen wird.

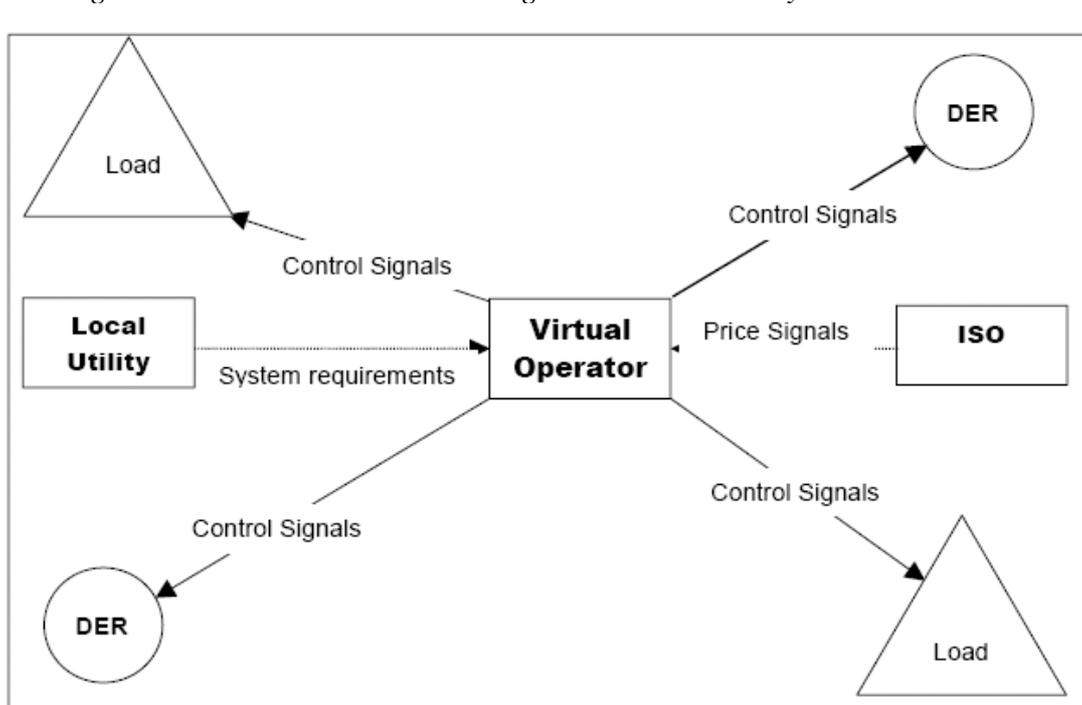
Die Verteilnetze sind in diesem Szenario zwar Bestandteil eines zunehmend vernetzten Systems. Gleichzeitig ändert sich die Netzphilosophie aber dahingehend, dass zum Beispiel Inselbildung als Instrument des Netzbetriebs etabliert wird. *„Die Möglichkeit der Inselbildung bei dezentraler Einspeisung kann eine Steigerung der Versorgungssicherheit bewirken, wenn durch geplante Umschaltung in den Inselbetrieb die lokale Stromversorgung aufrechterhalten werden kann“* (E-Control GmbH 2004).

Laut IEA werden in diesem Szenario so genannte *Virtual Utilities* eine wichtige Rolle übernehmen. Diese *„optimieren die Dienstleistungen dezentraler Anbieter über gemeinsame Kommunikationssysteme“*. Hierbei handelt es sich um Akteure, die über verschiedene Distributed Energy Resources verfügen – auch solche, die ihnen nicht selbst gehören – und diese vernetzen. Die folgende Abbildung zeigt eine schematische Darstellung eines Virtual Utility. Im Gegensatz zur IEA gehen wir davon aus, dass diese Art von Akteur auch und gerade im ersten Szenario eine wichtige Rolle übernehmen kann, um die dezentralen Ressourcen in die zentral organisierten Märkte zu integrieren. Denn gerade wenn die Märkte noch auf zentrale Erzeugungsstrukturen ausgelegt sind, bedarf es dieser Aggregationsfunktion.

---

<sup>2</sup> EU-DEEP Seminar 4 WP 3, [www.eu-deep.org](http://www.eu-deep.org)

Abbildung 2: Schematische Darstellung einer Virtual Utility



Quelle: EPRI 2002

Während es im ersten Szenario darauf ankommen wird, dezentrale Anlagen nicht nur in die Energiemärkte einzubinden, sondern auch soweit wie möglich in wettbewerblich organisierte Märkte für Systemdienstleistungen zu integrieren (siehe Kapitel 3.1.6), stellt sich in diesem Szenario die Frage, inwieweit auch die Verantwortung für Systemdienstleistungen von der Ebene der Übertragungsnetzbetreiber auf die Ebene der Verteilnetze übertragen werden kann – mit einer entsprechenden Rolle für die Verteilnetzbetreiber.

### 1.1.3 Szenario 3: Verbreitung (Dispersal)

Das dritte Szenario schließlich nennt die IEA *Verbreitung*. In diesem Szenario wird Strom vor allem in dezentralen Kraftwerken erzeugt. Microgrids und Power Parks sind die Standbeine der Versorgung. Während im zweiten Szenario Inselbildung als Notfallmaßnahme ermöglicht wird, greifen die Microgrids in diesem Szenario umgekehrt nur in Notfällen auf das übergeordnete Netz zurück. Es stellt sich die Frage, inwieweit dieses übergeordnete Netz unter diesen Bedingungen geringerer Auslastung noch wirtschaftlich betrieben werden kann.

Die Rolle der Verteilnetzebene wird so beschrieben: „*Distribution operates more like a co-ordinating agent between separate systems rather than controller of the system*“. Was das im Einzelnen bedeutet, wird von der IEA nicht ausgeführt.

Insgesamt zeigen die drei von der IEA beschriebenen Phasen eine Entwicklung, die von einer stärkeren Integration von dezentralen Optionen in das bestehende System bis hin zu einer Fragmentierung des bestehenden Systems verläuft. Die Szenarien machen deutlich, dass ein zunehmender Anteil dezentraler Erzeugung über den Anschluss einzelner

Anlagen hinaus die Frage aufwirft, wie das Stromversorgungssystem umgestaltet und an die dezentrale Erzeugungsstruktur besser angepasst werden kann.

Unterschiedliche Konzepte der Vernetzung und der veränderten Netzkonfiguration, die aktuell diskutiert werden, wie zum Beispiel dezentrale Energiemanagement-Systeme, virtuelle Kraftwerke und Microgrids, können unterschiedlich ausgestaltet sein und unterschiedliche Funktionen einnehmen, je nachdem in welchem der oben genannten Szenarien sie implementiert werden.

Der in den nächsten Jahren zunehmende Erneuerungsbedarf der Netze bietet eine große Chance, die Netzinfrastruktur entsprechend umzugestalten und auf einen zunehmenden Anteil dezentraler Erzeugung vorzubereiten<sup>3</sup>.

Tabelle 1: Überblick über die drei Szenarien

	<b>Szenario „Accommodation“</b>	<b>Szenario „Decentralisation“</b>	<b>Szenario „Dispersal“</b>
Kurzbeschreibung	Dezentrale Erzeugung wird in das bestehende System integriert	Zunahme dezentraler Erzeugung, sowie Veränderung und Dezentralisierung der Systemstruktur, stärkere Integration der verschiedenen Systemebenen	Fragmentierung in einzelne Teilnetze und Microgrids
Beispiele	Virtuelles Regelkraftwerk der Saarenergie	Entwicklung in Dänemark	
Wie ändert sich die Netzstruktur?	Bleibt weitgehend unverändert	Bleibt weitgehend unverändert	Sehr weitgehende Veränderung
Welche dezentralen Optionen spielen eine Rolle?	v.a. dezentrale Erzeugungsanlagen	Nachfrageseite gewinnt an Bedeutung	Nachfrageseite gewinnt an Bedeutung
Wer steuert das System?	Wie bisher	Zunehmende Rolle für Verteilnetzbetreiber bei Systemdienstleistungen	Teilnetzbetreiber
Welche Akteure sind wichtig?	Wie bisher, zusätzl. Aggregatoren, die DER bündeln und in bestehendes System integrierbar machen	Verteilnetzbetreiber entlasten Transportnetzbetreiber	Teilnetzbetreiber

Quelle: Eigene Darstellung

## 1.2 Überblick über bestehende Arbeiten

Die dezentrale Stromerzeugung und die Integration der Anlagen in die Stromnetze haben in den vergangenen Jahren zu einer zunehmenden Anzahl von Forschungsprojekten

<sup>3</sup> So zum Beispiel Alan Laird – Director Group Engineering & Technology, Scottish Power in einem Gespräch auf der Konferenz Distribution Europe 2005 in Berlin: „Wenn wir das Netz erneuern müssen, wollen wir nicht einfach die bestehende Struktur reproduzieren.“

geführt, sowohl auf nationaler als auch auf europäischer Ebene. Die meisten Projekte widmen sich technischen Fragestellungen. Einen Überblick über internationale Forschungsaktivitäten bieten Watson et al. 2003.

### 1.2.1 Projekte in Deutschland

Wichtige nationale Forschungs- und Pilotprojekte sowie Feldversuche im Bereich dezentraler Energieversorgung und -vernetzung sind DINAR, EDISON, Virtuelles Kraftwerk Unna und KonWERL 2010 (siehe nachfolgende Übersicht). Alle haben das vorrangige Ziel, dezentrale Erzeugungsanlagen/Energiesysteme und dabei insbesondere regenerative Energien intelligent mit entsprechenden Prognose- und Steuerungssystemen zu einem dezentralen Versorgungssystem bzw. „Virtuellem Kraftwerk“ zu verknüpfen. Nachfolgend werden die Projekte kurz vorgestellt.

Tabelle 2: Ausgewählte Forschungs-/Pilotprojekte und Feldversuche

Ziel/Forschungszweck	Teilnehmer	Dauer	Budget
<b>DINAR</b>			
Es soll aufgezeigt werden, wie sich dezentrale und regenerative Energieerzeugungsanlagen (insbesondere im Hausbereich) flächendeckend in das Niederspannungsnetz technologisch und wirtschaftlich integrieren lassen	19 Industriepartner beteiligen sich. Leitung: EUS GmbH, Dortmund, und das Institut für Solare Energietechnik. ISET, Kassel	Ende 2003 bis 2007	Industriebeteiligungen und ca. 1,3 Mio. Euro Projekt-mittel des BMU
<b>EDISON</b>			
Entwicklung eines Konzeptes und von Komponenten für eine neue, dezentrale Netzstruktur mit integriertem Kommunikationssystem. Bausteine sind Photovoltaik- und Windkraftanlagen, BHKW, Brennstoffzellen, lokale Energiespeicher und Power-Quality-Geräte.	17 Industrie- u. Forschungspartner in Deutschland. Leitung: Stadtwerke Karlsruhe, ISE, EUS GmbH, Gelsenkirchen und Siemens AG, Erlangen.	Ende 2003	Projektumfang ca. 16 Mio. Euro. Förderung BMWI ca. 7,6 Mio. Euro
<b>KonWerl 2010</b>			
Verknüpfung regenerativer, aber auch konventioneller Erzeugungssysteme über das überregionale EVU-Netz und Fernwärmeleitungen mittels eines integrativen Energie- und Verbrauchsmanagements.	Träger: GWS Werl, TWS, VEW, Stadtwerke Werl und Siemens AG.	Ende 2002 (läuft weiter)	NRW-Landes- und EU-Mitteln ca. 5 Mio. Euro
<b>VK Unna</b>			
Ein Softwarebündel von Prognose-, Leit- und Automatisierungssystemen verbindet fünf Blockheizkraftwerke, zwei Windkraftparks, eine Photovoltaikanlage und ein Wasserkraftwerk zu einem System, das die Energieerzeugung abhängig von den verteilten technischen Möglichkeiten, dem prognostizierten Bedarf der Verbraucher und den Einkaufskonditionen des Stromversorgers optimiert.	Hauptpartner: Stadtwerke Unna und EUS GmbH	Bis Ende 2004	Landesmittel in Höhe ca. 1,4 Mio. Euro

<b>The Virtual Fuel Cell Power Plant</b>			
In mehreren europäischen Ländern werden insgesamt 31 Brennstoffzellen-Systeme der Fa. Vaillant in der dezentralen Hausenergieversorgung in Mehrfamilienhäusern, Kleingewerbeobjekten und öffentlichen Einrichtungen installiert. Die mit einer Leitwarte verbundenen Brennstoffzellen sollen mit dem Lastmanagement des Stromnetzes verbunden werden <sup>4</sup> .	Beteiligt sind u.a.: Vaillant, Plug Power Holland, Ruhrgas, E.ON-Energie, EWE, Institut GASUNIE (NL), Cogen Europe (B), DLR in Alemeria (E)	Mitte 2005	Projektumfang ca. 8,6 Mio. Euro. Förderung EU ca. 3 Mio. Euro

Quelle: Informationen der Projekte, eigene Zusammenstellung

Gerade neu gestartet wurde das Projekt EnergieRegion Nürnberg, das in einer Machbarkeitsstudie untersucht, wie dezentral erzeugte und regenerative Energie in bestehende Versorgungsnetze integriert werden kann. Das Bundesforschungsministerium fördert die Pilotstudie „I<sup>2</sup>ERN“ (Titel: Einsatz der Mikrosystemtechnik bei der dezentralen Energieversorgung - Die Innovative Intelligente Energiesystem Region Nürnberg in Deutschland) mit 292 000 Euro. Die Projektlaufzeit ist von Januar bis Dezember 2005. Projektkoordinator ist die Fhg IIS, Erlangen. Es sollen weitere Projektphasen folgen, in der das Konzept mit einem Großraumversuch in der Region Nürnberg umgesetzt werden soll. Dafür werden beispielsweise die regionalen Energieversorger N-ergie und infra Fürth sowie Unternehmen der Energieregion Nürnberg einbezogen..

In der ersten Phase sind folgende Partner neben der EnergieRegion Nürnberg e.V. beteiligt: Fraunhofer Institut für Integrierte Schaltungen (IIS Projektgruppe Netzzugangstechnik), enwikon Energiewirtschaftliche Konzepte GmbH, Siemens AG (Bereich Power Transmission and Distribution), E.ON Energie AG, RMD Consult GmbH sowie das Energie-Technologische Zentrum (etz).

Nachfolgende Darstellungen von Ergebnissen ausgewählter Projekte beruhen insbesondere auf Projektinformationen und Angaben von Projektleitern in Telefoninterviews.

## **DINAR**

Das ISET untersucht die technische Integration von dezentralen Erzeugungsanlagen sowie die hard- und softwaremäßige Entwicklung eines bidirektionalen Energiemanagement-Interface (BEMI). Dieses soll sowohl Anforderungen an das Energietransfermanagement als auch an die Kommunikation erfüllen.

Das Projekt soll u.a. die Basis für die Entwicklung von Seriengeräten (standardisierte Schlüsselkomponenten) schaffen und Vorschläge für die Gestaltung von Planungsrichtlinien erarbeiten. Der Projektleiter verspricht sich, hieraus auch die Möglichkeit, eine Technologieführerschaft deutscher Informations-, Geräte- und Anlagentechnik zu schaffen.

Die EUS GmbH, als Projektpartner, entwickelt ein wirtschaftliches Modell. Mit Hilfe dieses Modells sollen wirtschaftliche Auswirkungen verschiedener Integrationsstrate-

<sup>4</sup> Der Feldtest wurde offiziell gestartet am 23.1.2004, vgl. Vaillant: Presseinformation vom 23.1.2004

gien berechnet werden können. Ein Unterauftrag wurde an die Universität Duisburg vergeben, der die wirtschaftlichen Fragestellungen vertieft betrachten wird. Dabei werden kostenbestimmende Teilsysteme der Energieversorgung zur Bewertung verschiedener Szenarien abgebildet. Weiterhin soll eine Identifikation und Optimierung der wesentlichen Einflussfaktoren für eine wirtschaftliche Steigerung des Anteils dezentraler Energieerzeugung stattfinden.

#### **Kernergebnisse/-botschaften:**

- Die dezentralen Stromerzeuger müssen in die Lage versetzt werden, sich am wirtschaftlichen Netzbetrieb aktiv zu beteiligen. Deshalb soll eine standardisierte Schlüsselkomponente entwickelt werden, die das Energiemanagement und die notwendige Kommunikation dafür übernimmt. Hierbei kann auf vorhandene Techniken und Komponenten zurückgegriffen werden. Das Zusammenspiel dieser muss aber abgestimmt werden. Ferner wird der Kommunikations-Standard der Energieversorger angewendet und weiterentwickelt.
- Netzbetreiber und private Energieerzeuger müssen beide einen Vorteil haben. In diesem Kontext soll ein Betreibermodell für dezentrale Energiesysteme im Niederspannungsnetz auf der Grundlage wirtschaftlicher Untersuchungen entwickelt werden.
- Die Erbringung von Systemdienstleistungen ist möglich. Über Wechselrichter kann eine störungsfreie, phasengerechte Einspeisung von Wechselstrom ins Niederspannungsnetz erfolgen und aktiv der Netzbetrieb unterstützt sowie Netzstörungen beseitigt werden. Stromrichter können über die Einspeisung von Blindleistung die Spannung regeln und somit Netzzrückwirkungen herausfiltern.
- Die Ebene der wirtschaftlichen Systemgrenze/-prognose stellt das Haus (inkl. Erzeugung/Verbrauch) dar. Die juristische Grenze ist der Hausanschlusskasten. Der Hausanschluss wird technisch so ausgestattet, dass ein „automatischer Energiemanager“ für den Netzkunden agieren kann.<sup>5</sup>
- Die Vernetzung von Anlagen ist aus technischen und wirtschaftlichen Gründen erst ab einer Größe von 5 kW<sub>el</sub> sinnvoll. Die Kombination mit einer Photovoltaikanlage ist ebenfalls möglich.

Weitere zu erwartende Ergebnisse: Bei der Untersuchung der technischen Lösungen auf ihre Wirtschaftlichkeit werden verschiedene Kombinationen aus unterschiedlichen technischen Anforderungen, Rahmenbedingungen und Vergütungsverträgen für einzelne Szenarien verglichen. Hieraus sollen konkrete Vorschläge für gesetzliche und wirtschaftliche Rahmenbedingungen formuliert werden.

---

<sup>5</sup> Das Versorgungsunternehmen soll nicht entscheiden können, wann und wie lange der Verbraucher oder die Last eingeschaltet wird. Der Hauseigentümer behält die Hoheit. Vertragliche Regelung zwischen Versorgungsunternehmen/Betreiber und Hauseigentümer/Verbraucher sollen so auslegbar sein, dass bei Abweichung von zuvor festgelegten Profilen „Strafen“ oder geringere Vergütungen greifen.

## Edison

Die beiden Versorgungsunternehmen Stadtwerke Karlsruhe GmbH und EnBW AG stellten für das Projekt im Rahmen einer Netzanalyse ausgewählte Netzbezirke zur Verfügung, um die theoretisch gefundenen Ansätze in der Praxis testen zu können. Kernbestandteil der Implementierung ist das dezentrale Energiemanagementsystem (DEMS) der Firma Siemens. Dezentrale Erzeuger, Speicher und Lasten auch kleiner Größenordnung sollen durch Zusammenfassung in Clustern wenn nicht immer regelbar doch zumindest prognostizierbar gemacht werden, um damit zu markt- und vertragsfähigen größeren Einheiten mit Leistungsprofilen zu gelangen.

### Kernergebnisse/-botschaften:

- Als realitätsfern wird der Ansatz angesehen, virtuelle Kraftwerke auf der Basis bereits vorhandener Kommunikationsstrukturen aufzubauen. Die konventionellen Kommunikationswege wie Standleitung, ISDN oder analoges Modem oder breitbandige PLC-Lösungen werden im Verhältnis zu dem erwarteten technischen wie wirtschaftlichen Gewinn als zu teuer eingestuft.
- Die Kosten für Messgeräte, die benötigt werden, um die für ein dezentrales Managementsystem benötigten Daten zur Verfügung zu stellen und einen flächendeckenden Einsatz von dezentralen Anlagen zu ermöglichen, sind zu hoch, wenn fernauslesbare Messgeräte eingesetzt werden.
- Die eingesetzten Technologien können derzeit nur in Ausnahmefällen als ökonomisch sinnvoll angesehen werden. Aus heutiger Sicht betrachtet stellen jedoch alle technischen Betriebsmittel des Projektes, mit Ausnahme der Brennstoffzelle, innovative Entwicklungen mit hoher Einsatzfähigkeit und einem erweiterten Einsatzpotenzial dar.
- Der weitere Ausbau des dezentralen Ansatzes wird mit der Verfügbarkeit günstiger, flächendeckender Kommunikation einhergehen müssen, um die dann erheblich erweiterten Anforderungen an die Netzstabilität und das Netzmanagement gewährleisten zu können. Hinzu kommt die Rolle des Netzbetreibers, der zukünftig in die Lage versetzt werden sollte, ein aktives Netzmanagement durchführen zu können.<sup>6</sup>

## Konwerl 2010

Der ökologisch wie ökonomisch optimale Einsatz der dezentralen Anlagen im Hinblick auf Erzeugung und Verbrauch wird über ein computergestütztes dezentrales Energiemanagementsystem (DEMS) gesteuert. Alle Beteiligten sind per Datenleitung miteinander verbunden, so dass die Energieproduktion auf den Strom- und Wärmebedarf abstimmt werden kann.

---

<sup>6</sup> Vgl. Lewald, Brendel 2005

**Kernergebnisse/-botschaften:**

- Von Anfang an muss Klarheit darüber bestehen, welche Anlagen integriert werden sollen und welche Clusterbildung von Verbrauchern sinnvoll ist, zwecks geeigneter Lastprognosen.<sup>7</sup>
  - Für das Management der dezentralen Anlagen im KornWerl-Projekt ist es nicht unerheblich, welche Anlagentechnologien und -größen integriert werden. Die Windkraftanlage mit 1,5 MW<sub>el</sub> kann einen relativ hohen Versorgungsanteil übernehmen. Aber Prognoseungenauigkeiten aufgrund einfacher Prognosemodelle behindern das Energiemanagementsystem insgesamt sehr stark.
  - Ein Hotel wurde zunächst für sich erfasst, weil davon ausgegangen wurde, dass es einen hohen Stromverbrauch hat. Dieses wurde im Nachhinein, aufgrund des geringen Strombedarfs, eher dem Hausbereich zugeordnet.
  - Die Biomasseanlage wird teilweise stromgeführt gefahren, um einen hohen Anteil an Strom einzuspeisen und die Vergütung durch das EEG zu erhalten.
- Das Lastmanagement wird derzeit simuliert. Bei den Kunden besteht bisher keine Bereitschaft, ihr Verbrauchsprofil extern steuern zu lassen, weil es für den Kunden keine attraktiven vertraglichen Angebote gibt.
- Die Vermarktung des dezentralen Energiemanagementsystems gestaltet sich schwierig. Bisher gibt es geringes bis gar kein Interesse bei den Unternehmen und Stadtwerken (z.B. Steag, RWE Net, Stadtwerke Werl). Gründe hierfür sollen sein:
  - Im Fordergrund steht die Einspeisung und Vergütung durch das EEG, d.h. die Durchleitung von regenerativ erzeugtem Strom bis zur Hochspannungsebene.
  - Die Notwendigkeit eines Managements von dezentralen Anlagen wird derzeit nicht gesehen. Priorität hat immer noch die Umsetzung des Unbundling.
  - Oftmals sind die Stadtwerke zu klein oder der Anteil dezentraler Anlagen zu gering.
  - Einige Stadtwerke haben für die Lastprognose Modelle selbst entwickelt und eingesetzt. Andere haben sich an Unternehmen gewendet, die Lastprognosemodelle anbieten, spezialisiert sind und über langjährige Erfahrung verfügen.

---

<sup>7</sup> Zusammenfassung von Einspeisepunkten aus Wohngebieten und Gewerbegebieten kann zu größeren Fehlern bei der Prognose führen.

- Es wurde der Hinweis gegeben, dass es hilfreich sein könnte, sich zunächst auf Nischenanwendungen zu konzentrieren, beispielsweise bei Papierfabriken. Mittels des Planungswerkzeugmoduls wurden bereits Einsparungen im fünfstelligen Bereich erzielt.
- Es sind Kommunikations- und Abstimmungsprobleme bei beteiligten Unternehmen/Projektpartnern aufgetreten, zum Beispiel:
  - Ziel war ein Einbau von Zählermessgeräten mit einem viertelstündigen Impuls. Verwendet wurden Geräte mit einer 1-stündigen Messung, die im Nachhinein auch nicht mehr ausgetauscht wurden. Dadurch wird das Nachvollziehen von Lastsprüngen erschwert.

### **Virtuelles Kraftwerk Unna**

Kernstück des Virtuellen Kraftwerks Unna ist das Energiemanagementsystem EUS MAXIMUS DSC, das die entfernten Anlagen informationstechnisch über Internet, ISDN oder vorhandene Netzwerke anbindet. Das EUS-Prognosesystem Forecast optimiert den vollautomatischen Betrieb, indem es „selbstlernend“ geänderte Rahmenbedingungen erkennt und flexibel im Fahrplan berücksichtigt. Die Optimierungsrechnung in der Leitwarte, die diese Daten mit den wirtschaftlichen Rahmenbedingungen abgleicht, soll neben aktuellen Marktpreisen für Strom und Wärme auch die vertragliche Situation der Stadtwerke berücksichtigen.

Mit den neuen Möglichkeiten der Informationstechnologie wurde ‚minimalinvasiv‘ an die Anlagenkonfigurationen herangegangen, um diese zu einem optimierbaren System zu verbinden. Es sollten keine zusätzlichen technologischen Hürden aufgebaut werden. Beispielsweise lässt sich die Leittechnik auf die vorhandene Stadtwerk-Leitwarte aufschalten. Bisher wurde kein Lastmanagement in das System integriert.

### **Kernergebnisse/-botschaften:**

- Investitionen in „virtuelle Kraftwerke“ sollen sich nach ca. zwei bis drei Jahren amortisieren.<sup>8</sup>
- Hohe Prognosewahrscheinlichkeit des Stromverbrauchs von 95 bis 98% im Probebetrieb des „virtuellen Kraftwerkes“. Vorher lag die Prognose des Stromverbrauchs im Versorgungsgebiet bei 24-stündiger Vorhersage bei ca. 90%.<sup>9</sup>
- Einsparung und Lieferung von Regelenergie, für die auf dem Beschaffungsmarkt bis zu 1,5 Euro/kWh gezahlt werden muss (Angaben Prof. Jänig, Pressemitteilung EUS GmbH, 20.1.2005)

---

<sup>8</sup> Das System inkl. Planungsinstrument ermöglicht eine optimierte Netzplanung und Kraftwerkseinsatzplanung, insbesondere wenn neue Kraftwerke und Lasten hinzukommen. Daraus ergeben sich wirtschaftliche Vorteile, die hier zu einer geringen Amortisationszeit führen.

<sup>9</sup> Die Bildung von geeigneten Verbrauchs-Clustern ist für die Prognose wesentlich. Sind die Abnahmestrukturen nicht ähnlich, kann es zu höheren Abweichungen in der Prognose kommen. Korrekturen wurden bereits einmal vorgenommen.

- Online-Fähigkeit des Systems (inkl. 1/4-stündiger Messung/Impulse) und somit verbesserte Einsatzplanung/Einsatzfahrplan der dezentralen Anlagen.
- Hohe Komplexität, bedingt durch die Verschiedenartigkeit der vorgefundenen Anlagen im Hinblick auf Typ, Hersteller, Steuerung und Softwareschnittstellen, muss berücksichtigt werden.

Tabelle 3: Gegenüberstellung Konwerl 2010 und VK Unna

	Konwerl 2010	VK Unna
Einsatz Energiemanagementsystem	Entwicklung von Siemens AG	Entwicklung von Fa. EUS GmbH, einer Tochter von MVV
Einbeziehung von Lasten (Lastmanagement)	Simulation, keine echte Lasten	keine Berücksichtigung, weil keine Lasten verfügbar, die managebar sind (flexibel gestaltbar sind)
Flexible Fahrweise der Anlagen	Eher eingeschränkt (Eine Windkraftanlage von 1,5 MW <sub>el</sub> mit zum Teil relativ hoher Prognoseabweichung)	Eher Eingeschränkt (Einbindung von BHKWs mit bereits vorhandener optimalen Fahrweise)
Prognosemodell/-sicherheit	Kompromisse mussten eingegangen werden Clusterbildung wichtig	Clusterbildung wichtig
Vermarktung Energiemanagementsystem	Derzeit nur in Nischen möglich (z.B. Papierfabrik)	EUS GmbH vermarktet bisher das Prognose- und Planungsmodul

Quelle: Eigene Darstellung

## Fazit der Projekte

In einer dezentralen Energieversorgungsinfrastruktur bedarf es eines Energiemanagementsystems, damit die Anlagen Regelungs- und Steuerungsfunktionen im Netz übernehmen können.<sup>10</sup>

Hierzu wurde beispielsweise ein „Dezentrales Energiemanagementsystem (DEMS)“ von der Firma Siemens entwickelt und in den FuE-Projekten KonWERL 2010 und EDISON eingesetzt. Das DEMS zeigt sich derzeit als stabiles System bei Steuerung und Verteilung des Energieflusses.<sup>11</sup> Es hat aber Schwierigkeiten bei der weiteren Vermarktung.

<sup>10</sup> Ca. 50% des gesamten Strombedarfs in Deutschland wird auf der Niederspannungsseite (in Haushalten 230 V Wechselstrom bzw. 400 V bei Drehstrom) verbraucht. Die Netzbetreiber und Anlagenbetreiber haben wenig bis keine Kenntnis über die aktuellen Energieflüsse, weil Messungen, Kommunikation und Steuerung bisher in einem verhältnismäßig geringen Umfang durchgeführt werden. Dieses ist ein Mangel, der u.a. auch in den Forschungsprojekten und in den zu entwickelnden Energiemanagementsystemen durch „intelligente“ Lösung aufgefangen oder beseitigt werden soll.

<sup>11</sup> Dabei spielt die Übereinstimmung der Prognose (Wind und Sonne) mit der tatsächlichen Produktion eine wichtige Rolle.

Ein weiteres Energiemanagementsystem wurde im Projekt VK-Unna von der Fa. EUS GmbH<sup>12</sup>, den Stadtwerken Unna und der Fa. desPRO.net GmbH entwickelt. Das zentrale Energiemanagementsystem BoFiT der desPRO.net GmbH optimiert die Einsatzplanung des „Virtuellen Kraftwerks“, das sowohl als autarker Verbund installiert als auch in konventionelle Erzeugerparke integriert sein kann. Die Fa. Natcon 7 GmbH ist dabei, ihr Geschäftsfeld der Fernüberwachung und -analyse von Windkraftanlagen weiter zu einem Portal für ein „Virtuelles Kraftwerk“ auszubauen.

Die Projekte DISPOWER (siehe EU-Projekte) und DINAR entwickeln ebenfalls ein Energiemanagementsystem. Als Beispiel ist hier das bereits patentierte „Bidirektionale Energiemanagement Interface – BEMI“ des ISET zu nennen. Dieses ist in der Lage, zentrale Informationen an die dezentrale Steuereinheit weiterzugeben, die wiederum eigene dezentrale Informationen aufnimmt und eigenständige Entscheidungen trifft.

Abschließend kann festgehalten werden, dass wesentliche Punkte bei der Mehrzahl der Forschungs- und Pilotprojekte sind:

- die Informationsbereitstellung von Kennlinien/Lastprognosen
- die Entwicklung oder Verwendung eines dezentralen Energiemanagementsystems
- Einsatz/Verwendung oder Weiterentwicklung möglichst einfacher und bereits vorhandene Technik und Komponenten
- die Erreichung eines bereiten Austauschs von Informationen und Anwendung von Technologien/Anlagen mittels Standardisierung

Die meisten der bisherigen Projekte waren jedoch eher technisch ausgelegt, d.h. die Entwicklung und Prüfung von Hard-/Softwarekomponenten und das Zusammenspiel standen im Vordergrund. Die Betrachtungen ökonomischer und energiepolitischer Aspekte, die Entwicklung von Geschäftsmodellen, die zukünftige Rolle der Akteure und notwendige Weiterentwicklung von Rahmenbedingungen finden erst in den jüngst begonnenen Projekten mehr oder weniger Eingang. Das Projekt DINAR will u.a. Modelle und Voraussetzungen aufzeigen, aus denen sich für Anlagen- und Netzbetreiber ein gemeinsamer Nutzen und Vorteile sowohl technischer und wirtschaftlicher Art ergeben sollen.

## 1.2.2 Projekte der EU

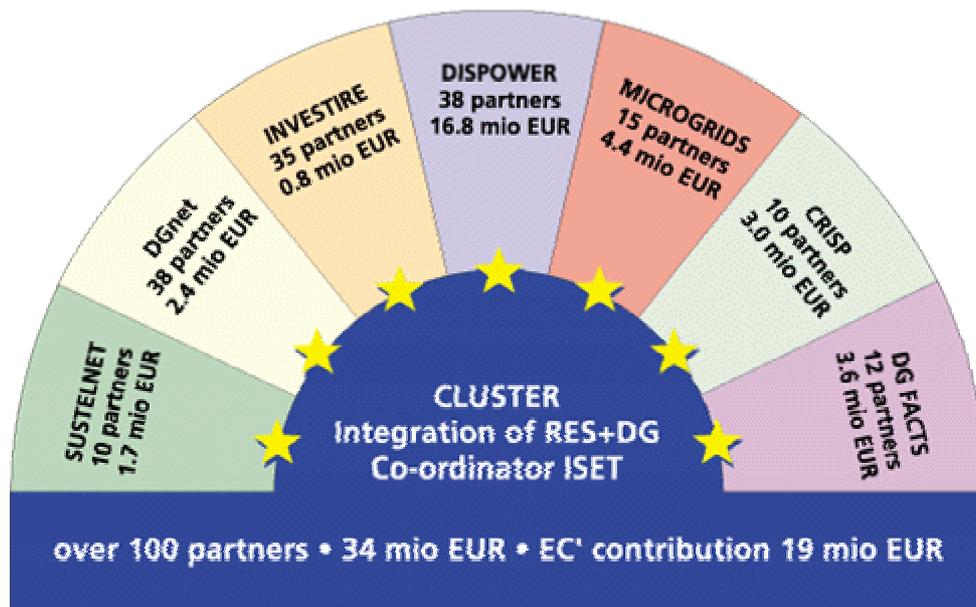
### Projekte im 5. Forschungsrahmenprogramm

Die folgende Abbildung gibt einen Überblick über das Projekt-Cluster des 5. Forschungsrahmenprogramms der EU. Wir werden im folgenden allerdings nur kurz auf das größte dieser Projekte – das DISPOWER-Projekt – eingehen.

---

<sup>12</sup> Vgl. auch Stephanblohme / Bühner 2002

Abbildung 3: EU-Projekte zur Integration dezentraler Erzeugung im 5. Forschungsrahmenprogramm



Quelle: [www.sustelnet.net](http://www.sustelnet.net)

### DISPOWER

DISPOWER			
<p>Entwicklung von Hard- und Software für den optimalen Betrieb einer großen Anzahl dezentraler Stromerzeuger inkl. der Einbindung in vorhandene Netze. Ausbau von Infrastrukturen zur Durchführung von Pilotversuchen in Europa.</p> <p>Zielsetzung ist es, die Auswirkungen von dezentralen Energieerzeugungssystemen wie Solar-, Biomasse-, Windenergie und Brennstoffzellen auf bestehende Netze weiter zu erforschen und diese Anlagen praxisgerecht zum Einsatz zu bringen.</p>	<p>37 Partner aus 11 Ländern innerhalb der EU.</p> <p>Leitung: ISET, Kassel.</p>	<p>4 Jahre bis Ende 2005</p>	<p>Projektumfang ca. 17 Mio. Euro.</p> <p>50 % Förderung aus EU-Mitteln.</p>

Das Projekt DISPOWER kann in Teilen als Nachfolgeprojekt zu EDISON auf europäischer Ebene gesehen werden. DISPOWER geht in der Breite als auch in der Tiefe weit über die Inhalte von EDISON hinaus. Es behandelt zudem auch das paneuropäische Verbundnetz oder Marktmechanismen, ist aber vorrangig technisch orientiert.

Untersuchungen zur dezentralen Netzsteuerung und zur Kopplung von Generatoren auf Leistungs-, Kommunikations- und Steuerungsebene sollen im DeMoTec des ISET durchgeführt werden. Dazu wurde im zweiten Projektjahr ein Labornetz mit dezentraler Energieerzeugung aufgebaut: Rotierende Generatoren sowie Stromrichter mit neuen regelungstechnischen Konzepten können zu einem Netz gekoppelt werden und bezüg-

lich ihrer Integrationsmöglichkeit in Netze mit dezentraler Energieerzeugung getestet werden. Schwerpunkte sind hierbei Untersuchungen zur Steuerbarkeit sowie Schnittstellen für Leistung und Kommunikation. Eine wesentliche Aufgabe der Hardware-Testumgebung ist die Überprüfung von Funktion und Sicherheit der Komponenten für dezentrale Energieerzeugung und darauf aufbauend die Unterstützung bei der Entwicklung von Normen.

**Kernergebnisse/-botschaften:**

- Entwicklung eines internetbasierten Informationssystems zum schnellen und sicheren Datenaustausch im Kontext der dezentralen Energieerzeugung. Hierzu dient ein Informations-Pool mit Installations- und Betriebsdaten dezentraler Erzeugungsanlagen sowie darauf aufbauende Informationsdienstleistungen, zu denen insbesondere die Leistungsvorhersage der fluktuierenden Erzeuger zählt.
- Das Windleistungsvorhersage-Modell des ISET wurde für die Anwendung im Strommarkt Großbritanniens erfolgreich weiterentwickelt.
- Entwicklung eines Systems zur einheitlichen Steuerung der Generatoren sowie Aufzeichnung der Betriebszustände für das Labornetz.
- Aufbau und Inbetriebnahme eines Stromrichters mit ca. 70 kVA zusammen mit der Firma SMA: Die Betriebsführung des Stromrichters wurde speziell abgestimmt für die Inselnetzbildung und den Betrieb in Netzen mit dezentralen Erzeugern. Eine mögliche Anwendung des Stromrichters besteht in der Kompensation von Fluktuationen in der Leistungsabgabe von kleineren Windenergieanlagen.
- Die Möglichkeit der Netzqualitätsverbesserung in induktiv entkoppelten Teilnetzen wurde untersucht. Während Wechselrichter in verteilten Stromversorgungssystemen üblicherweise als Stromquellen verwendet werden, wurde für diese Untersuchungen der Wechselrichter als Spannungsquelle eingesetzt. Sowohl in numerischen Simulationen als auch in einem experimentellen Aufbau mit einem 3,3 kVA Wechselrichter konnte die Möglichkeit einer signifikanten Verbesserung der Spannungsqualität in dem Teilnetz nachgewiesen werden.

Der Abschlussbericht des Projekts Dispower ist für November 2005 geplant.

**Projekte im 6. Forschungsrahmenprogramm**

- IRED - Integration of Renewable Energy Sources and Distributed Generation into the European Electricity Grid ([www.ired-cluster.org](http://www.ired-cluster.org))
- EU DEEP ([www.eu-deep.org](http://www.eu-deep.org)): The birth of a European Distributed Energy Partnership that will help the large-scale implementation of distributed energy resources in Europe
  - Demand-pull statt technology-push
  - Defining five market segments that will benefit from DER solutions
  - Aus Deutschland nur RWE beteiligt

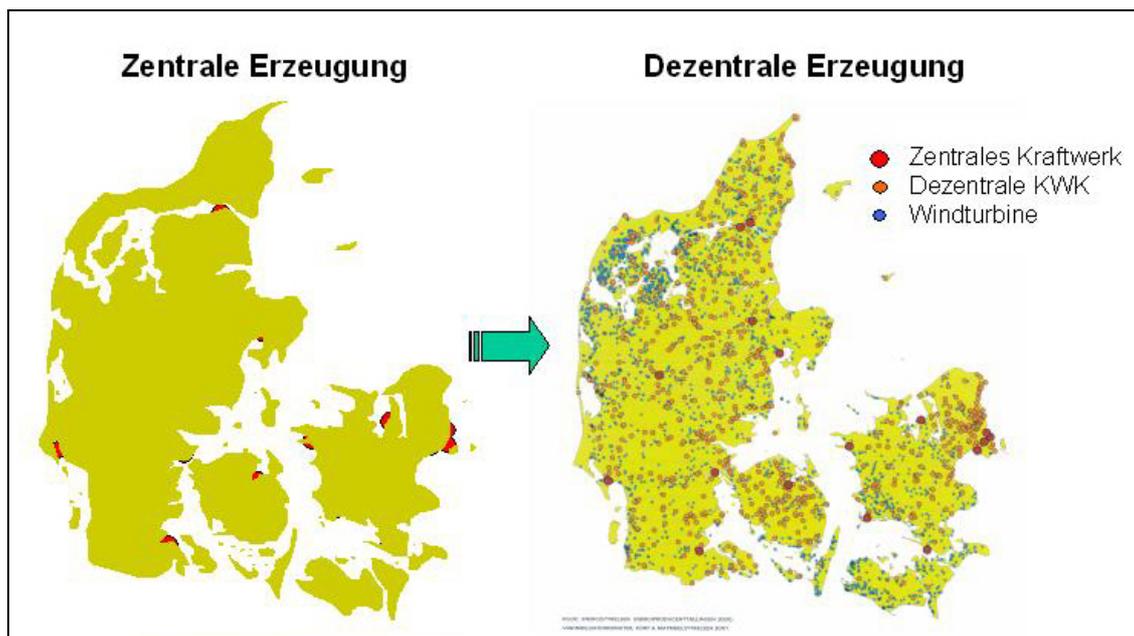
### Projekte im EIE/Altener-Programm

- DG FER - Distributed Generation - Future Energy Resources ([www.dgfer.org](http://www.dgfer.org))
- ELEP – European Local Electricity Production ([www.elep.net](http://www.elep.net))
- DG-GRID ([www.dg-grid.org](http://www.dg-grid.org))

### 1.2.3 Das größte „Pilotprojekt“: Die Transformation von Erzeugung und Netz in Dänemark

In kaum einem Land ist der Ausbau der dezentralen Erzeugung so weit fortgeschritten wie in Dänemark. Die folgende Abbildung zeigt eindrücklich, wie sich die Stromerzeugung des Landes in den vergangenen zwanzig Jahren vor allem durch intensive politische Förderung von einem System mit nur wenigen zentralen Kraftwerken zu einem System mit einer Vielzahl über das ganze Land verteilter dezentraler Anlagen entwickelt hat.

Abbildung 4: Das Beispiel Dänemark: Von der zentralen Erzeugung Mitte der 80er Jahre zur dezentralen Erzeugung im Jahr 2000



Quelle: Eltra

Folgende Faktoren können diese Entwicklung erklären (siehe van Vleuten, Raven 2005):

- Seit der Ölkrise in den 70er Jahre hat die dänische Energiepolitik versucht, die Ölabhängigkeit des Landes zu reduzieren und hat dabei von Beginn an auf erneuerbare Energien und KWK gesetzt. In den 80er Jahren wurde der Umweltschutz zunehmend zur Motivation für diese Politik. Dezentralisierung wurde zudem als eine Alternative zum Bau von Kernkraftwerken gesehen.

- Dazu wurde ein auch im Zeitverlauf relativ konsistenter energiepolitischer Rahmen entwickelt.
- Der Staat selbst war nicht mit den Interessen der Energiewirtschaft verflochten und konnte dadurch einen Umbau relativ unabhängig und ungehindert von eigenen Interessen am bestehenden System vorantreiben.
- Mit der Danish Energy Authority wurde zudem ein Akteur geschaffen, der eine langfristig angelegte und koordinierte Energiepolitik entwickeln konnte.
- Mit den zahlreichen Stadtwerken und ländlichen Kooperativen waren die notwendigen Akteure vorhanden, die eine Dezentralisierung der Erzeugung zu ihrer Sache gemacht haben und die auch schon vor der großflächigen Dezentralisierung Erfahrungen mit dezentralen Technologien gesammelt hatten.

Bereits 2001 war in West-Dänemark ca. die Hälfte der Erzeugungskapazität an untere Spannungsebenen angeschlossen (60 kV und darunter). Wind- und verteilte KWK-Anlagen haben zusammen eine Kapazität, die die Höchstlast übersteigt. Dezentrale Erzeugung ist in Dänemark längst keine Nische mehr, die man nicht weiter beachten muss, sondern prägt den Betrieb von Netzen und Märkten.

Tabelle 4: Kapazität und Last in Dänemark

<b>Kapazität in Dänemark 2004</b>	
- 10 zentrale Kraftwerke	3.502 MW
- 752 verteilte KWK-Anlagen	1.643 MW
- 4.154 Windkraftwerke	2.374 MW
Gesamtkapazität	7.519 MW
Last	
- Spitzenlast	3.800 MW
- Mindestlast	1.150 MW
Mehr als 50 % des Stroms wird in DG -Anlagen erzeugt	

Quelle: Eltra

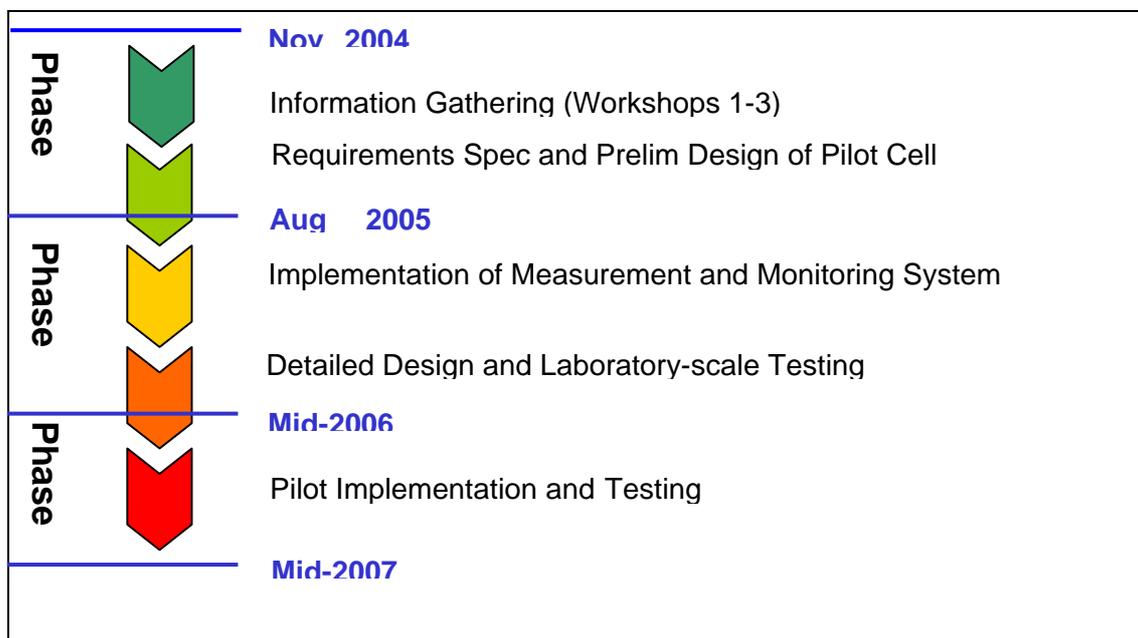
Eine zunehmende Integration dezentraler Anlagen in die Märkte zeigt sich darin, dass in Dänemark KWK-Anlagen über 10 MW seit 2004 den erzeugten Strom im Großhandelsmarkt verkaufen müssen. Zwar bekommen sie nach wie vor eine fixe Grundvergütung, durch welche die Investitionskosten abgedeckt werden. Gleichzeitig haben die Anlagen nun aber einen Anreiz, entsprechend der Marktsituation zu produzieren. Mittelfristig soll auch die 10 MW-Grenze fallen und alle KWK-Anlagen dem Marktrisiko ausgesetzt werden. Darüber hinaus wird den Kraftwerken der Zugang zum Regelenergiemarkt geöffnet. Der dänische Netzbetreiber Eltra hat zudem Pläne, ein System aufzubauen, in dem auch Windkraftwerke Regelenergie anbieten können und entsprechend dafür vergütet werden.

Das Beispiel Dänemark zeigt einerseits, dass auch mit den bestehenden Netzstrukturen große Mengen an dezentraler und fluktuierender Erzeugung bewältigt werden können. Voraussetzung dafür war bislang allerdings die Einbettung Dänemarks in das europäische Verbundnetz und insbesondere die Möglichkeit, Strom aus norwegischen Wasserkraftwerken importieren zu können.

Das Land ist aber gleichzeitig Vorreiter bei der Frage, wie dezentrale Anlagen integriert werden können und wie das bestehende System dafür umgestaltet werden muss. Was in vielen der genannten Forschungsprojekte noch mehr oder weniger theoretisch untersucht wird, soll in Dänemark in die Praxis umgesetzt werden.

Der dänische Übertragungsnetzbetreiber Eltra<sup>13</sup> hat ein Programm namens *System 21* begonnen, um das dänische System unabhängiger, und sicherer zu machen und es zu möglichst geringen Kosten auf einen weiter steigenden DG-Anteil vorzubereiten. Nachfolgende Grafik zeigt den Zeitplan für System 21. Der Umbau zu stärkeren dezentralen Strukturen und einer stärkeren Rolle für Verteilnetzbetreiber wird zentral vom Übertragungsnetzbetreiber vorangetrieben und gesteuert. Bemerkenswert dabei ist, dass die dänischen Übertragungsnetzbetreiber verstaatlicht wurden und selbst keine Erzeugungsinteressen haben.

Abbildung 5: Planung für die Entwicklung des Systems 21 des dänischen Übertragungsnetzbetreibers



Quelle: Eltra

Während in Dänemark erst ein hoher DG-Anteil aufgebaut und dann begonnen wurde, über die Konsequenzen für das Gesamtsystem nachzudenken, können die dänischen

<sup>13</sup> Siehe [www.eltra.dk](http://www.eltra.dk), Bach et al. 2003

Erfahrungen in anderen Ländern dazu genutzt werden, das System weiterzuentwickeln, bevor ein kritischer DG-Anteil erreicht wird.

Ziel in Dänemark ist es, das Übertragungs- und die Verteilnetze stärker als bisher als integriertes System zu betreiben. Eine Dezentralisierung der Netze bedeutet hier also nicht eine Zersplitterung des Systems, wie sie im IEA-Szenario 3 „Dispersion“ beschrieben wird, sondern es geht um stärkere Integration bisher nur unzureichend miteinander vernetzter Systemebenen. Die unteren Ebenen sollen dazu beitragen, die übergeordnete Ebene zu entlasten. Welche Aufgaben Verteilnetzbetreiber dabei im Einzelnen wahrnehmen können wird dort momentan im Rahmen des „System 21“-Programms intensiv zwischen dem neu geschaffenen Übertragungsnetzbetreiber eneginet.dk und den Verteilnetzbetreibern diskutiert.

Geleitet wird der Umbau vom „Active Networks“-Konzept. Kern ist die Einrichtung von „Mittelspannungszellen“, die jeweils über eigene Erzeugungseinheiten verfügen und in denen „vor Ort“ die Spannung geregelt werden kann. Damit einher geht eine Änderung der Kontrollhierarchie. In Zukunft sollen die Verteilnetzbetreiber dafür verantwortlich sein, vor Ort in den Mittelspannungszellen, Erzeugung und Verbrauch auszugleichen.

Mit dem System 21 wird angestrebt, das gesamte System überwachen und steuern zu können, einschließlich der dezentralen Erzeugung. Dadurch soll es möglich werden, die Versorgungssicherheit zu erhöhen und den weiter steigenden Anteil von DG ohne nennenswerten Ausbau des Netzes und damit zu möglichst geringen Kosten zu bewältigen. Da diese Aufgabe bei einer Vielzahl dezentraler Anlagen nicht mehr vom Übertragungsnetzbetreiber wahrgenommen werden kann, sollen die Verteilnetzbetreiber mehr Verantwortung für die Systemsteuerung übernehmen.

Verschiedene Projektgruppen erarbeiten Vorschläge, wie eine solche Dezentralisierung der Systemarchitektur in die Praxis umgesetzt werden kann. Dabei geht es zum Beispiel, um die Entwicklung neuer Netzmanagement-Prinzipien und den Aufbau eines „intelligenten Netzes“, das auf verschiedene Einspeise- und Lastsituationen reagieren kann. Untersucht wird auch die Frage, wie und in welchem Ausmaß dezentrale Anlagen dazu herangezogen werden können, Systemdienstleistungen zu erbringen.

Während dieses technische Konzept in Dänemark in Ansätzen bereits umgesetzt wird, stellt sich auch hier noch die Frage, wie die Regulierung solcher Netze aussehen kann.

## **1.2.4 Ausgewählte Projekte in anderen Ländern**

### **1.2.4.1 Österreich**

Auch der österreichische Stromnetzregulierer E-Control hat sich in einer Studie, die im März 2005 veröffentlicht wurde, der dezentralen Erzeugung und der Auswirkung auf das Stromnetz angenommen (E-Control GmbH 2005). Die Studie umfasst die folgenden Teile:

- Netzaspekte von dezentralen Erzeugungseinheiten
- Ökonomische Aspekte der dezentralen Stromerzeugung Österreichs
- Technologiebewertung von dezentralen Erzeugungseinheiten

Während die netztechnische Studie der TU Graz zu dem Ergebnis kommt, „*dass das angenommene Ausmaß an dezentralen Erzeugungseinheiten auch real im Netz verkraftet werden könnte, - vorausgesetzt, dass erforderliche Adaptionen der Schutzsysteme und allfällige notwendige Netzerweiterungen durchgeführt werden*“, ist die Teil-Studie von Consentec hinsichtlich der netzbezogenen ökonomischen Vorteile der dezentralen Erzeugung wesentlich skeptischer. Sie kommt zu dem Ergebnis, dass dezentrale Erzeugung aufgrund ihrer technischen Verfügbarkeit, ihrer Einsatzcharakteristik (zum Beispiel wärmegeführte KWK-Anlagen) und aufgrund der Verfügbarkeit des Primärenergieträgers kaum dazu beiträgt, die Höchstlast zu reduzieren und deshalb auch nur geringe Netzeinsparungen ermöglicht.

Dabei wird allerdings nicht berücksichtigt, dass dezentrale Anlagen durch Steuerung und Vernetzung zuverlässiger zur Reduktion der Höchstlast beitragen können. Die E-Control-Studie beschreibt zwar relativ ausführlich innovative Netzkonzepte und Möglichkeiten der Vernetzung dezentraler Anlagen. Den Detailuntersuchungen der Studie liegen diese Konzepte jedoch nicht zugrunde, sie werden vielmehr als „Zukunftsmusik“ betrachtet.

In Österreich beschäftigen sich außerdem im Rahmen des Forschungsprogramms „Energiesysteme der Zukunft“ des Bundesministeriums für Verkehr, Innovation und Technologie eine Reihe von Projekten mit Fragen dezentraler Erzeugung und Netzintegration<sup>14</sup>.

#### **1.2.4.2 Großbritannien**

In Großbritannien ist die Diskussion um die Integration dezentraler Erzeugung und die Rolle der Netzbetreiber in den vergangenen Jahren intensiv geführt worden. Das hat zum einen damit zu tun, dass das Land eine relativ lange Regulierungstradition hat und der Regulierer OFGEM sich inzwischen auch der Frage angenommen hat, wie sich die Regulierung auf die dezentrale Erzeugung auswirkt. Eine große Rolle gespielt hat aber auch, dass die Politik der Förderung von Energietechnologien wie Erneuerbare und KWK sehr stark darauf setzt, diese Technologien in den Markt zu integrieren. Bei der Entwicklung spezifischer Förderinstrumente hat das Land bislang keine gute Figur gemacht. Umso mehr ist aber die Frage aufgetaucht, wie Markt und Regulierung denn gestaltet sein müssen, damit dezentrale Technologien eine Chance haben und nicht gegenüber zentraler Erzeugung benachteiligt werden.

Vor allem die Einführung des neuen Großhandelsmarktes NETA im Frühling 2001, der Zuverlässigkeit und Steuerbarkeit von Kraftwerken anlagenscharf belohnt bzw. bestraft, hat die Frage aufgeworfen, wie dezentrale Anlagen in einen solchen Markt integriert werden können. Bereits im Jahr 2000 wurde die Embedded Generation Working Group

---

<sup>14</sup> Siehe <http://www.energiesystemederzukunft.at>

gegründet, die die Auswirkungen von NETA auf dezentrale Erzeugung untersuchen sollte. Ein zentrales Ergebnis dieser Arbeit ist (Department of Trade and Industry 2001), dass die wichtige Rolle der Verteilnetzbetreiber und deren mangelnde Anreize für dezentrale Erzeugung herausgearbeitet wurden. Auch die Auswirkungen der Anschluss- und Netznutzungsgebühren wurden untersucht.

Der Regulierer OFGEM hat die Diskussion um die Integration dezentraler Erzeugung seither aktiv vorangetrieben und im jüngsten, im April 2005 in Kraft getretenen *Distribution Price Control Review* berücksichtigt. Dabei sind mit den *Registered Power Zones* und dem *Innovation Funding Incentive* zwei Instrumente eingeführt worden, die Netzbetreibern Anreize zu Innovationen im Zusammenhang mit dezentraler Erzeugung geben sollen.

OFGEM hat zudem gemeinsam mit dem Wirtschaftsministerium DTI eine *Distributed Generation Co-ordinating Group* eingerichtet, die zahlreiche Studien zur Integration dezentraler Erzeugung in Auftrag gegeben hat und die folgenden sechs Arbeitsgebiete behandelt<sup>15</sup>:

- Distributed Generation Status and Projections
- Standardisation of Information and Solutions
- Short-term Network Solutions
- Micro-generation Solutions
- Long-term Network Concepts and Options
- Industry Skills and Resources.

Zahlreiche englische Arbeiten zur Integration dezentraler Erzeugung stammen vom Centre for Electrical Energy der University of Manchester, darunter auch Arbeiten zu den Auswirkungen dezentraler Erzeugung auf die Netzkosten.

Die beiden folgenden Abbildungen zeigen für das Netz in Großbritannien einen Kostenvergleich zwischen den Optionen Netzverstärkung und Aufbau eines intelligenten Anlagen- und Netzmanagements (*Active Management*), im ersten Fall für ein ländliches und im zweiten Fall für ein städtisches Netz (Strbac 2005). Es werden jeweils unterschiedliche Anteile der dezentralen Erzeugung (2,5 bis 10 GW) und unterschiedlichen Dichten dieser Erzeugung gezeigt (L für Low, d.h. die Anlagen sind großräumig verteilt, bis H für High, d.h. die dezentralen Anlagen sind räumlich stark konzentriert).

In den beiden Abbildungen steht P für Passiv, hier wird nur das Netz ausgebaut. A steht für *Active Management*: Eine intelligente Netz- und Anlagensteuerung wird aufgebaut, um den Netzausbau-Bedarf zu verringern. Der unterstrichene Wert rechts in der A-Spalte zeigt jeweils die Investitionskosten für den Aufbau des Active Management-Systems. Die Zeilen zeigen die Unterschiede für stochastischer (1. Zeile) und nicht-stochastischer (2. Zeile) Erzeugung.

---

<sup>15</sup> Siehe <http://www.distributed-generation.gov.uk>

Am Beispiel der Werte in der rechten unteren Ecke in Abbildung 6: Sollen 10 GW dezentrale Erzeugung mit höherer räumlicher Dichte installiert werden, würden ohne zusätzliche „Netzintelligenz“ für den dadurch notwendigen Netzausbau Kosten von 562 Mio. £ anfallen. Wird dagegen das Netz mit intelligenter Mess- und Steuerungstechnik ausgestattet, sinkt der Netzausbaubedarf auf 376 bzw 394 Mio. £ (abhängig davon, ob es sich um stochastische Erzeugung handelt oder nicht). Die Kosten für die „Netzintelligenz“ fallen mit 40 Mio. £ ins Gewicht, so dass in dieser Variante gegenüber dem reinen Netzausbau insgesamt bis zu ca. 150 Mio. £ eingespart werden können.

Insgesamt zeigt sich, dass durch den Aufbau einer intelligenten Netzsteuerung der Bedarf für den Netzausbau teilweise erheblich verringert werden kann, wobei sich dieser Effekt allerdings deutlich je nach Netz und DG-Dichte ändert. Nur im städtischen Netz mit hoher DG-Dichte kann durch Active Management keine Reduktion des Ausbaubedarfs erreicht werden. Netzintelligenz kann hier den Netzausbau nicht ersetzen.

Abbildung 6: Investitionskosten für den Netzausbau in einem ländlichen Netz bei verschiedenen Anteilen und Dichten dezentraler Erzeugung, einschließlich Kosten für den Aufbau eines Active Management in Millionen £

	L		LM			HM			H			
	P	A	P	A		P	A		P	A		
2.5 GW	0	0 0	0	0 0		0	0 0		0	0 0		
5 GW	0	0 0	126	0 0	<u>80</u>	126	0 0	<u>80</u>	238	84 96	<u>40</u>	
7.5 GW	100	0 0	<u>80</u>	295	43 49	<u>80</u>	291	42 48	<u>80</u>	359	253 270	<u>40</u>
10 GW	243	0 0	<u>80</u>	482	169 192	<u>80</u>	468	159 180	<u>80</u>	562	376 394	<u>40</u>

Quelle: Strbac 2005

Abbildung 7: Investitionskosten für den Netzausbau in einem städtischen Netz bei verschiedenen Anteilen und Dichten dezentraler Erzeugung, einschließlich Kosten für den Aufbau eines Active Management, in Millionen £

	L		LM		HM		H					
	P	A	P	A	P	A	P	A				
2.5 GW	796 0	0 0	<u>320</u>	398 0	0 0	<u>160</u>	398 0	0 0	<u>160</u>	398 0	0 0	<u>80</u>
5 GW	796 0	0 0	<u>320</u>	398 0	0 0	<u>160</u>	398 0	0 0	<u>160</u>	398 398	0 0	<u>80</u>
7.5 GW	796 0	0 0	<u>320</u>	398 398	0 0	<u>160</u>	1227 1227	431 431	<u>160</u>	415 415	415 415	<u>80</u>
10 GW	796 0	0 0	<u>320</u>	398 398	0 0	<u>160</u>	1227 1227	431 431	<u>160</u>	1012 1012	1012 1012	<u>80</u>

Quelle: Strbac 2005

Ebenfalls in Großbritannien wurde die so genannte SIAM-Studie durchgeführt, die die „System Integration of Additional Micro-generation“ bewerten sollte (DTI 2004). Die Studie kommt zu folgenden Ergebnissen:

- Die Kosten von 17 GW „Micro-Generation“ im britischen Netz sind vergleichsweise gering und deutlich geringer als die Nutzen, die durch diese Form der Erzeugung entstehen.
- Die vorhandenen Niederspannungsnetze können in den meisten Fällen bis zu 100 % Erzeugung verkraften, wobei je nach Netz (städtisch/ländlich) bei unterschiedlichen Durchdringungsgraden Netzanpassungen am Netz erforderlich werden. Teilweise sind auch gar keine Netzanpassungen erforderlich.
- Die Kosten für teilweise notwendigen Netzausbau sind deutlich geringer als der netzseitige Nutzen, der durch dezentrale Erzeugung entsteht. Dabei geht es insbesondere darum, dass durch dezentrale Erzeugung Netzausbauinvestitionen verschoben werden können und Netzverluste reduziert werden können. Dieses Argument ist vermutlich nicht 1:1 auf Deutschland übertragbar.

### 1.3 Status einzelner Elemente von Distributed Energy Resources (DER)

Nachfolgend wird kurz der Status einzelner Elemente von DER skizziert. Insgesamt scheinen die technischen Voraussetzungen für die Implementierung und Vernetzung von DER gegeben, auch wenn im Detail noch Entwicklungsbedarf besteht. Eine europaweite Umfrage im Rahmen des DISPOWER-Projekts zur Bedeutung verschiedener Technologien für eine Dezentralisierung kommt zu dem Ergebnis, dass prinzipiell ausgezeichnete technische Lösungen vorhanden sind (ten Donkelaar, Scheepers 2004)

### 1.3.1 Überblick und kurze Bewertung dezentrale Erzeugungsoptionen

In der Diskussion um die dezentrale Erzeugung lag ein Fokus bislang darauf, wie die Kosten einzelner Erzeugungstechnologien reduziert werden und ihr Einsatz dadurch erhöht werden kann. Auch wenn der Fokus dieser Arbeit nicht auf der Entwicklung einzelner Technologien liegt, sondern sich vor allem mit der Einbettung in ein entsprechend gestaltetes Gesamtsystem beschäftigt, kommt es selbstverständlich auch auf die weitere Entwicklung der dezentralen Kraftwerksoptionen an. Wir geben deshalb einen kurzen Überblick über den Status und die Perspektiven dieser Optionen. Dabei sollte auch berücksichtigt werden, wie die dezentralen Technologien besser für die Integration in das Stromversorgungssystem gerüstet werden können.

Dezentrale Erzeugung umfasst eine große Bandbreite unterschiedlicher Technologien, die sich unterscheiden bezüglich

- Technischer Entwicklungsstand
- Wirtschaftlichkeit
- Ökologischer Auswirkungen
- Möglicher Beiträge zum Netzbetrieb

In vielen Fällen besteht ein Trade-off zwischen diesen Kriterien. So sind z.B. im Bereich der Mikro-KWK-Technologien bislang vor allem die Technologien und Anwendungen wirtschaftlich, die ökologisch keine oder kaum Vorteile gegenüber zentralen Erzeugungsoptionen haben (Pehnt 2005).

#### 1.3.1.1 KWK-Technologien

Im Bereich der dezentralen KWK-Anlagen handelt es sich teilweise um heute schon etablierte Technologien, deren weitere Verbreitung im Wesentlichen durch die energiepolitischen Rahmenbedingungen bestimmt wird (Blockheizkraftwerke mit Gasmotoren, Motor-BHKW oder Gasturbinen). Technologische Entwicklungen besitzen in diesem Bereich nur marginales Veränderungspotenzial.

Unter den neuen, im derzeitigen Energiesystem noch nicht etablierten dezentralen Technologien werden unter anderem Brennstoffzellen, Mikrogasturbinen und Stirlingmotoren Chancen eingeräumt. Der zukünftige Beitrag dieser Technologien hängt stark von weiteren technologischen Fortschritten ab. Dies umfasst sowohl ihre technische Zuverlässigkeit als auch die Erschließung von Kostenreduktionspotenzialen.

Die folgende Tabelle gibt einen Überblick über verschiedene KWK-Technologien. Es werden hier vorrangig kleinere Leistungsgrößen betrachtet, die für den Wohn- und Gewerbebereich einsetzbar sind.

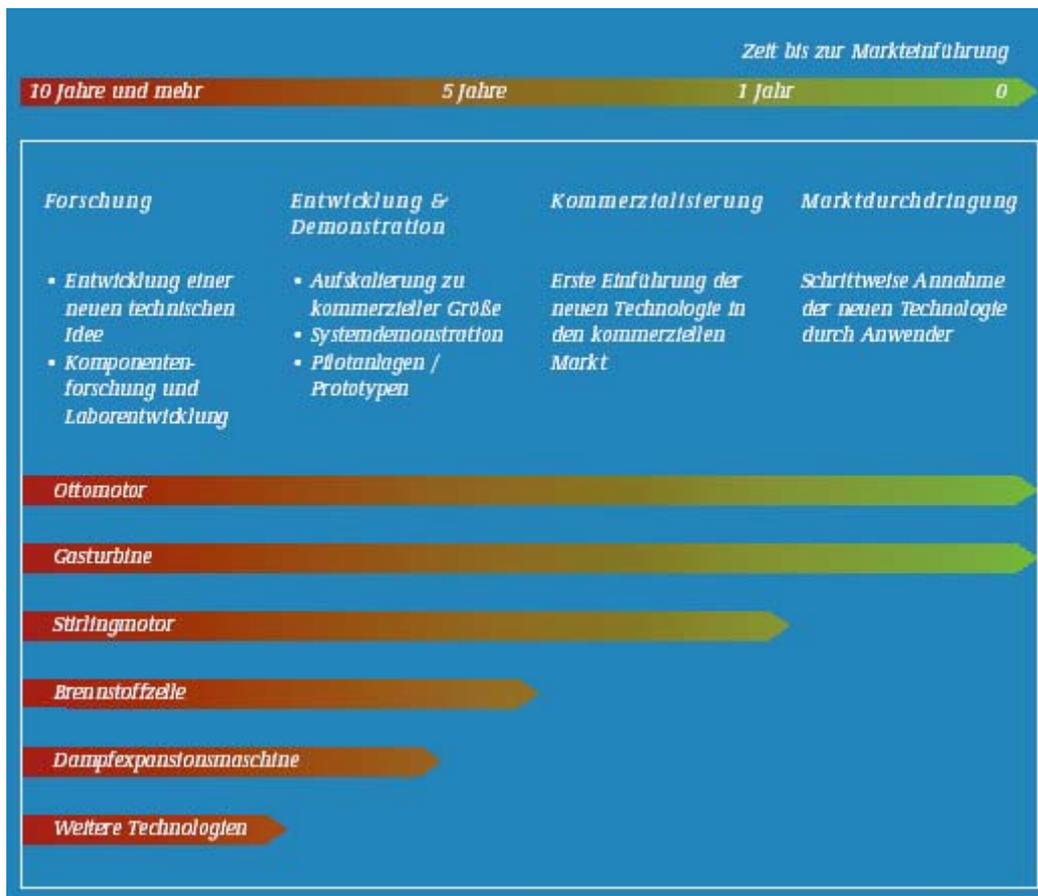
Tabelle 5: Vergleich von dezentralen KWK-Technologien

	<b>Ottomotor</b>	<b>Gasturbine</b>	<b>Stirling-Motor</b>	<b>Brennstoffzelle</b>	<b>Dampfexpansionsmaschine</b>
<b>Elektrischer Leistungsbe- reich</b>	Ab 1 kW	Ab 28 kW	0,8 bis 10 kW	Ab 1 kW	Mehrere kW
<b>Elektrischer Nutzungsgrad</b>	20 – 35 %	16 – 30 %	10 – 24 %	28 – 35 (Haushei- zungen) 40 – 50 (größere BHKW)	?
<b>Gesamt-nut- zungsgrad</b>	> 85	80 – 85	> 85	80 – 85	?
<b>Schadstoff- Emissionen</b>	Abh. von Katalysator / Motortechn- ik, Alterung und Wartung	Geringer als Motor	hr niedrig bis mittel	Null (H2) bzw. sehr gering Kohlen- wasserstoffe)	Sehr niedrig
<b>Brennstoff- Flexibilität</b>	Mittel	Mittel	Hoch	Mittel	Hoch
<b>Marktverfüg- barkeit</b>	Kommerziell verfügbar	Kommerziell verfügbar	An der Schwelle der Markteinfüh- rung	Feldtests, kommerziell nach 2010 verfügbar	Forschungs- und Entwick- lungsstadium

Quelle: BMU 2005

Kommerziell verfügbar sind bislang nur der Ottomotor und die Gasturbine. Vor der Marktreife steht der Stirling-Motor. Für die den Einsatz von Brennstoffzellen, Mikro-Dampfmaschinen und anderen Technologien besteht noch weiterer Forschungs- und Entwicklungsbedarf.

Abbildung 8: Übersicht Entwicklungsstand kleiner KWK-Technologien



Quelle: BMU 2005

## Mikrogasturbinen

Mikrogasturbinen können aufgrund ihres kleinen Leistungsbereichs (< 500 kW) und hoher Abgastemperaturen ein großes Anwendungsfeld im Bereich flexibler Anwendungen erschließen. Sie befinden sich derzeit in der Phase der Markteinführung. Mikrogasturbinen stehen in Konkurrenz zu den gegenwärtig günstigeren Motor-BHKW sowie zu den zukünftig verfügbaren stationären Brennstoffzellen. Ihre Marktchancen hängen folglich davon ab, ob es gelingt, weitere Kostensenkungspotenziale zu erschließen. Die Marktdurchdringung könnte dadurch in den nächsten 5-10 Jahren erreicht werden (Wuppertal Institut 2002).

- Gasturbinen sind in verschiedenen Größenklassen verfügbar. Die kleinste am Markt hat 28 kW<sub>el</sub> und eignet sich z.B. für größere Gewerbegebiete. Da bisher in Deutschland nur wenige Anlagen installiert wurden, gibt es nur begrenzte Betriebserfahrungen.
- Verbesserung der Wirkungsgrade und Kostensenkungen beim elektronischen Getriebe sowie die Anpassung der Technologie für die Nutzung alternative Brennstoffe sind noch möglich.

## **Stirling-Motoren**

Als weitere Alternative im Bereich kleiner Leistungen bieten sich Stirling-Motoren an. Der große Vorteil bei Stirling-Motoren besteht darin, dass ihre Kolben durch äußere Verbrennung angetrieben werden und dadurch keine Verbrennungsrückstände in das Motorinnere gelangen können. Damit ist der Stirling-Motor mit vielen verschiedenen Brennstoffen einsetzbar. Vor allem in Verbindung mit erneuerbaren Energien (Biomasse, Solarthermie) bieten Stirling-Motoren eine interessante Option. Wie bei Brennstoffzellen und Mikrogasturbinen wird allerdings auch die Rolle des Stirling-Motors im zukünftigen Stromsektor im Wesentlichen davon abhängen, wie sich mittelfristig die Kosten für Investition und Wartung entwickeln werden.

Obwohl eine Reihe von Firmen wie Solo oder Whisper Tech Stirling-Motoren entwickeln, ist er noch nicht so weit ausgereift wie der Otto- oder Dieselmotor. In Großbritannien läuft derzeit eine größere Markteinführung für einen Stirling-Motor mit 800 Watt elektrischer Leistung.

## **Brennstoffzelle**

Seit Jahren schon werden große Erwartungen in den Einsatz von Brennstoffzellen gesetzt. Die Stromgewinnung in einer Brennstoffzelle basiert auf dem Prinzip einer kalten Verbrennung von Wasserstoff. Dieser wird bei den laufenden Projekten vorwiegend in einem der Brennstoffzelle vorgeschalteten Reformer aus fossilen Kohlenwasserstoffen (zum Beispiel Erdgas, Methanol) gewonnen. Die großen Hoffnungen auf die Brennstoffzellentechnologie beruhen u.a. darauf, dass der notwendige Wasserstoff mittel- bis langfristig mit Hilfe erneuerbarer Energien erzeugt werden soll (Elektrolyse). Für die erneuerbaren Energiequellen hätte dies den Vorteil, dass stochastische Schwankungen und zeitliche Verfügbarkeit über den Zwischenspeicher Wasserstoff ausgeglichen werden könnten.

Die bisherige Entwicklung der Brennstoffzellen wurde geprägt von zu hohen Erwartungen für den Zeitpunkt der Markteinführung. Zum einen wurde der Entwicklungsbedarf unterschätzt, zum anderen sanken die Kosten nicht so schnell wie erwartet (Schindler 2002). Trotz Förderung sind die Investitions- und Betriebskosten bei Brennstoffzellensystemen im Vergleich zu bereits etablierten bzw. am Markt verfügbaren KWK-Anlagen noch mindestens um den Faktor 8 zu hoch.

Im Bereich der Hausenergieversorgung wird mit einer Markteinführung in der zweiten Hälfte des Jahrzehnts gerechnet. Mit der Markteinführung von Brennstoffzellen im Bereich größerer KWK-Anwendungen, vor allem auf Basis von Hochtemperatur-Brennstoffzellen (zum Beispiel SOFC), wird nicht vor dem Jahr 2010 gerechnet (Wuppertal Institut 2002; Pehnt, Traube 2004).

### 1.3.1.2 Erneuerbare Energien und Sonstige Technologien

Zu den erneuerbaren Energie können gezählt werden: Windkraft (on-shore und off-shore), Wasserkraft (kleine und große), Biomassenutzung (Biomasse und Biogas) Photovoltaik, Geothermie (bodennahe und Tiefenbohrungen) und weitere (z.B. Meeresströmungs- oder Wellenkraftwerke).

Nachfolgende Darstellung von erneuerbaren Energien konzentriert sich auf die Anlagen größerer Leistung, also nicht die, die insbesondere für Hausanwendungen zu Verfügung stehen.<sup>16</sup>

#### **Biomassevergasung:**

- Erste Pilotanlagen im Einsatz, aber noch keine Marktreife
- Weiterer F&E-Bedarf zur Lösung der Probleme bei der Gasreinigung und Langzeitstabilität
- Weitere Senkung der Investitions- und Betriebskosten notwendig

#### **Geothermie (HotDryRock):**

- Noch im F&E-Stadium
- Notwendigkeit der Werkstoffweiterentwicklung zur besseren thermischen Anbindung bzw. Entkopplung von Wärmetauscher und Sonden
- Vermeidung kostspieliger Fehlbohrungen durch Entwicklung von leistungsfähigen Prognosemodellen, evtl. auch Absicherung des Bohrrisikos durch Bürgschaften

#### **Wind (on-shore):<sup>17</sup>**

- Bereits Marktdurchdringung erreicht
- Ertüchtigung und Leistungssteigerung von vorhandenen Standorten
- Verbesserung von Netzintegration/-betrieb durch zeitnahe Prognosemodelle bzgl. Ertrag (vgl. auch ISET-Prognosemodell)
- Neue Generation von Windkraftanlagen können bereits Beitrag zu Systemdienstleistungen erbringen (Frequenz- und Spannungshaltung, Beitrag zum Blindstrom)

#### **Photovoltaik (PV)**

- Größere PV-Anlagen bestehen aus mehreren Strängen von in Reihe geschalteten Solargeneratoren

---

<sup>16</sup> Vgl. auch (Ramesohl, et al., 2002)

<sup>17</sup> Wind (off-shore) wird nicht zu den dezentralen Erzeugungstechnologien gerechnet, weil es sich bei der Leistung größerer Parks um vergleichbar zentrale Großkraftwerke handelt.

- Die modular aufgebauten und standardisierten Konzepte mit sogenanntem String-Wechselrichter werden mittlerweile durch die Technik der zentralen Wechselrichter verdrängt

Tabelle 6: Überblick: Einsatzgebiete und Fahrweise von dezentralen Energiesystemen nach Größenklassen

Größenklassen	Fahrweise/Einsatz		Versorgungsaufgabe mit oder ohne Einbindung (in dezentrale Energieversorgungsinfrastruktur)
	Wärmeseite	Stromseite	
1 – 6 kW <sub>el</sub>	Brennwertkessel Stirling-Motor Wärmepumpe (elektromotorische) Holzpellettheizung Brennstoffzelle		Einfamilienhaus
30 – 250 kW <sub>el</sub>	Motor-BHKW Biomasse-Heizkraftwerk Brennwertkessel Solares Nahwärmenetz Brennstoffzelle	Motor-BHKW Biomasse-Heizkraftwerk Brennstoffzelle	Wohnsiedlung/ Gewerbe/ Kleinindustrie
> 1 MW <sub>el</sub>	Motor-BHKW Biomasse-Heizkraftwerk GuD (Gas- und Dampfkraftwerk) Geothermie Brennstoffzelle	Motor-BHKW Biomasse-Heizkraftwerk GuD (Gas- und Dampfkraftwerk) Windenergie Geothermie Wasserkraft Brennstoffzelle	Industrie

Quelle: IZES in Anlehnung an Arbeitsgemeinschaft DLR/ifeu/WI/LEE/ZSW/ISE, 2002

### 1.3.1.3 Integrationsfähigkeit dezentraler Erzeugungstechnologien

Neben der Weiterentwicklung der einzelnen Erzeugungstechnologien als solche wird es auch darauf ankommen, ihre Integrierbarkeit in das Gesamtsystem zu verbessern. Dazu gehören u.a. die folgenden Aspekte:

Bereitstellung von Technologien mit entsprechenden Kommunikationsschnittstellen

- Entwicklung von Technologien, die nicht netzgeführt betrieben werden müssen und die bei einem Netzausfall nicht zu einer Verschärfung des Problems beitragen, weil sie selbst vom Netz gehen, sondern die netzstabilisierend wirken können

- Entwicklung von Anlagen, die die technischen Voraussetzungen mitbringen, um Systemdienstleistungen zu erbringen

### 1.3.2 Überblick und kurze Bewertung von Speichertechnologien

In Zukunft könnten Speichertechnologien eine größere Rolle spielen, vor allem zur Glättung der zunehmenden stochastischen Einspeisequellen (zum Beispiel Windkraftanlagen). Sollten Offshore-Windparks im Leistungsbereich mehrerer Gigawatt gebaut werden, könnte eine Speicherung der Energie offshore einerseits die notwendige Übertragungskapazität verringern, andererseits könnten konventionelle Kraftwerke eingespart werden, die sonst Regelleistung vorhalten müssten. Auch in stärker dezentral orientierten Netzstrukturen könnten Speichertechnologien eine Rolle spielen.

Neben Wasserstoff werden zahlreiche andere Speichertechnologien diskutiert. Darunter zählen zum Beispiel Batteriesysteme, Kondensatoren, Druckluftspeicher und Schwungmassenspeicher. Insgesamt werden Speichertechnologien in der Forschung bislang vernachlässigt. Im EU-Deep-Projekt wird die Meinung vertreten, dass die *“the possible role of storage for making the distribution networks more efficient and effective is neither well defined nor understood. Clear methodological approaches are necessary, allowing for the selection of interesting applications.”*

Tabelle 7: Marktreife verschiedener Speichertechnologien

	Commercial maturity				Cost certainty			
	Mature products, many sold	Commercial products, multiple units in the field	Prototype units in the field	Design available	Price list available	Price quotes available	Costs determined each project	Cost estimated
Lead-acid batteries					■			
Power quality batteries			■			■		
Advanced batteries			■				■	
Micro-SMES		■				■		
Mid-size SMES and SMES				■				■
Flywheel (HS)				■				
Flywheel (LS)		■			■			
Supercapacitor			■				■	
CAES		■				■		
Pumped hydro	■							■
Fuel cells			■			■		

Quelle: EnirDGnet

### 1.3.3 Überblick und kurze Bewertung Netzoptionen

Ein zunehmender dezentraler Anteil hat auch Auswirkungen auf die Netze. Bei der Diskussion zukünftiger Netzstrukturen sind die folgenden Aspekte zu unterscheiden:

- erstens die Frage des Eigentums an den Netzen,

- zweitens die Frage der Netztopologie,
- drittens die Frage, ob das Netz bei einem zunehmenden Anteil dezentraler Erzeugung verstärkt werden muss oder teilweise reduziert werden kann,
- viertens die Frage der Netzsteuerung und -hierarchie.

### **Arealnetze/Objektnetze**

Die Attraktivität eines Arealnetzes entsteht für den Arealnetzbetreiber zunächst nicht dadurch, dass er in seinem Netz dezentrale Kraftwerke betreiben kann, sondern dass er in einem begrenzten Netz mit einer günstigen Versorgungsstruktur Kosten hat, die unter den Durchschnittskosten der Briefmarke der allgemeinen Versorgung liegen, und dass er durch den Betrieb eines Arealnetzes die Differenzkosten einsparen kann („Rosinenpicken“). An der Netzstruktur selbst ändert sich dadurch zunächst nichts, und es findet auch keine Dezentralisierung statt. Im Gegensatz zum Microgrid-Konzept geht es dem Arealnetzbetreiber i.A. auch nicht darum, sein Netz unabhängig vom vorgelagerten Netz betreiben zu können, sondern eventuell gerade darum, den vom übergeordneten Netz bezogenen Strom zu niedrigen Kosten weiterverteilen zu können.

Das Arealnetz kann aber auch dazu beitragen, die Wirtschaftlichkeit dezentraler Anlagen zu erhöhen: Eine Anlage, die Strombezug aus dem übergeordneten Netz verdrängt, kann i.A. wirtschaftlicher betrieben werden, als eine Anlage, die in das Netz der allgemeinen Versorgung einspeist und dafür lediglich eine Einspeisevergütung erhält.

Für die weitere Entwicklung der Netzstruktur ist wichtig, inwieweit die Regelungen zu den sogenannten Objektnetzen im novellierten Energiewirtschaftsgesetz (§110) auf klassische Arealnetze Anwendung finden und dadurch eine weitgehende Freistellung dieser Netze von den mit dem EnWG verbundenen Anforderungen erfolgt.

### **Netztopologie**

Wenn im Zusammenhang mit Dezentralisierung von einer Veränderung der Netztopologie die Rede ist, geht es darum, die bislang vorwiegend radial aufgebauten Netze zu einer stärker vernetzten Struktur weiterzuentwickeln. Dieser Ansatz kommt zum Beispiel darin zum Ausdruck, dass das Netz der Zukunft teilweise mit dem Internet verglichen wird, in dem Information auf verschiedenen Wegen transportiert werden kann. Damit verbunden ist eine Netzphilosophie, in der das Netz primär eine Austauschfunktion zwischen Erzeugung und Last hat, die entsprechend miteinander verknüpft werden müssen.

### **Netzeinsparung oder Ausbau?**

Neben der Frage, ob für den Ausbau der dezentralen Erzeugung eine Veränderung der Netztopologie notwendig ist wird auch diskutiert, ob ein zunehmender Anteil dezentraler Erzeugung zu Einsparungen im Netz beitragen kann oder im Gegenteil zusätzlichen Netzausbau erforderlich macht. Diese Frage markiert eine wichtige Trennlinie zwischen den o.g. Szenarien 1 und 2: Während im Szenario 2 dezentrale Erzeugung zu einem großen Teil lastnah betrieben wird und lokal soweit wie möglich ein Ausgleich zwi-

schen Erzeugung und Verbrauch erreicht werden soll, kann es in Szenario 1 zu Rückspeisungen in erheblichem Umfang kommen, die einen entsprechenden Netzausbau erforderlich machen können. Auch im Szenario 2 ist jedoch die Herausforderung gegeben, dezentrale Anlagen, die auf lokal begrenzte Primärenergieträger und Wärmeabnehmer angewiesen sind, so platzieren zu können, dass installierte Kapazität und Last lokal mehr oder weniger deckungsgleich sind und Rückspeisungen tatsächlich begrenzt werden können.

Ein interessanter Ansatz, um Netzeinsparungen zu erreichen, ist die Differenzierung verschiedener Netzgebiete nach Anforderungen an die Versorgungsqualität (z.B. Müller 2004). Diesem Ansatz liegt die Erkenntnis zugrunde, dass die Minimierung des Ausfallsrisikos eines Netzes nicht immer wirtschaftlich optimal ist und dass es darum geht, das Maß an Versorgungssicherheit am Schnittpunkt zwischen der Grenznutzen- und der Grenzkostenkurve der Versorgungssicherheit zu orientieren. Ein solcher Ansatz kann auch die Diskussion um den durch dezentrale Erzeugung notwendigen Netzausbau beleben.

### **Änderung der Steuerungsmöglichkeiten und der Kontrollhierarchie**

Um zusätzlichen Netzausbau trotz einer Zunahme dezentraler Kraftwerke zu vermeiden, wird als alternativer Ansatz diskutiert, im Netz Steuerungs- und Kontrollstrukturen aufzubauen und die Kontrollhierarchie des Netzes so zu ändern, dass dezentrale Anlagen aktiv gesteuert werden können und möglichst dezentral ein Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage erreicht werden kann. Dadurch soll es möglich werden, Stromkabel durch dezentrale Erzeugung zu ersetzen. Ein solcher Ansatz wird zum Beispiel in Dänemark verfolgt und u.a. unter dem Stichwort „*active networks*“ diskutiert (Bach et al. 2003; van Overbeeke, Roberts 2002).

In der Diskussion ist allerdings nicht immer klar zu unterscheiden, ob von einer veränderten Netztopologie oder von einer neuen Kontrollstruktur gesprochen wird, und die beiden Ansätze werden oft auch zusammen genannt. Das liegt vermutlich daran, dass das bestehende Netz bei einer Änderung der Kontrollhierarchie zunächst einen zunehmenden Anteil dezentraler Erzeugung verkraften kann – ohne Netzausbau und ohne Änderung der Netztopologie. Mittelfristig kann ein weiter steigender Anteil dezentraler Erzeugung aber dazu führen, dass auch eine Veränderung der Netztopologie in Betracht gezogen werden muss. Damit liegen bisher aber kaum Erfahrungen vor.

Zu beachten ist, dass eine stärkere Integration des Gesamtsystems mit verbesserten Kontroll- und Steuerungsmöglichkeiten prinzipiell auch dann umgesetzt werden kann, wenn die Dezentralisierung mit einer stärkeren Fragmentierung der Netzstruktur einhergeht.

### **Microgrid**

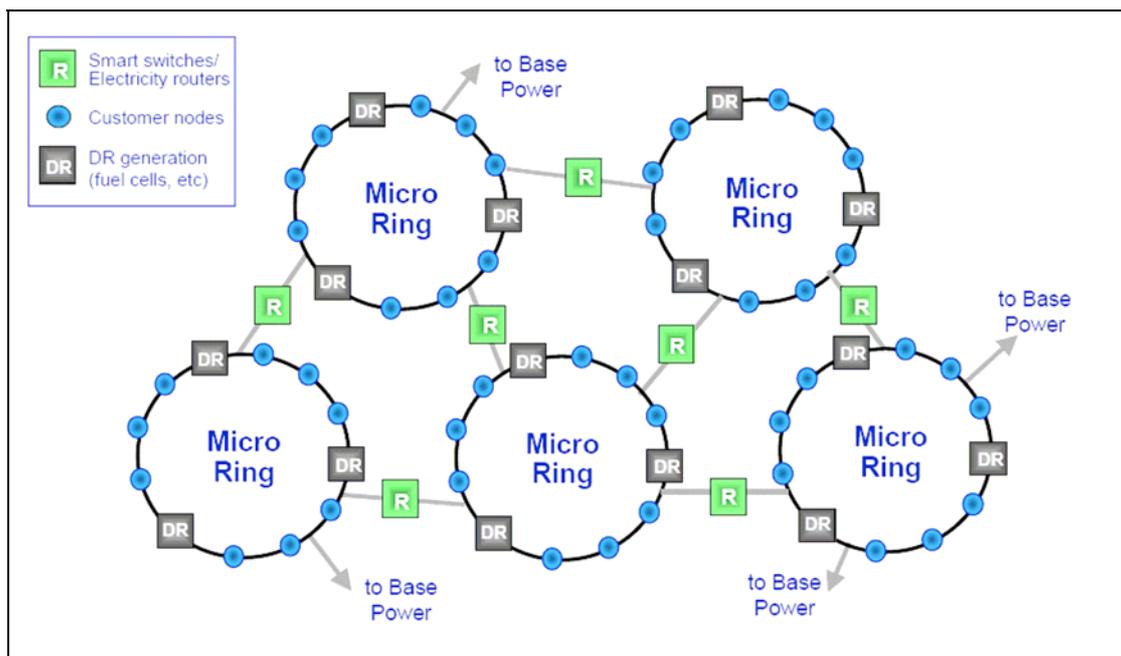
Ein häufig verwendetes Schlagwort in der Diskussion um neue dezentrale Netzstrukturen sind „*Microgrids*“. Oft wird auch der Begriff Power Parks benutzt. Kern des Konzepts ist die Vernetzung dezentraler Ressourcen durch ein lokales Netz. Microgrids können zwar an ein übergeordnetes Netz angeschlossen sein, sind im Gegensatz zu Are-

alnetzen aber dafür ausgelegt, unabhängig von diesem Netz betrieben werden zu können.

Die Betriebsweise eines Microgrids hängt davon ab, in welchem Umfeld es operiert. Im Extremfall wird ein Microgrid unabhängig von anderen Netzen betrieben, was vor allem in abgelegenen Regionen oder Inseln oder dort, wo ein Netz neu aufgebaut werden muss, eine attraktive Option sein kann (s. Lynch 2004).

Im o.g. Szenario 2 ist das Microgrid an das übergeordnete Netz angeschlossen und wird nur dann als Inselnetz betrieben, wenn im übergeordneten Netz Probleme auftreten. In Szenario 3 dagegen greift das Microgrid nur dann auf das übergeordnete Netz zurück, wenn die vorhandenen Ressourcen nicht ausreichen, um das Microgrid weiter unabhängig betreiben zu können. Die Vorteile des Verbundnetzes mit einem breiten Angebotsportfolio und diversifizierten Lastprofilen werden dadurch eingeschränkt. Denkbar ist dafür auch eine Vernetzung mit anderen Microgrids, wie sie in der folgenden Abbildung dargestellt wird.

Abbildung 9: Schematische Darstellung eines Microgrid-Systems



Quelle: EPRI 2002

Die technische Machbarkeit von Microgrids ist weniger unsicher als die Frage, ob und in welcher der beschriebenen Situationen sie benötigt werden und unter welchen Umständen sie wirtschaftlich sind. In der EU wurde diese Netzform im Microgrid-Projekt untersucht. In einem Nachfolgeprojekt sollen vor allem die ökonomischen Parameter unter die Lupe genommen werden.

### 1.3.4 Effizienz- und Lastmanagementoptionen

Während die Stromversorgung traditionell sehr stark von der Vorstellung geprägt ist, die Nachfrage sei inelastisch, weshalb ein Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage vor allem auf der Angebotsseite stattfinden müsse, kann die Nachfrageseite in einem dezentraleren Stromversorgungssystem eine wichtige Rolle einnehmen.

Dabei sind zwei Ansätze auf der Nachfrageseite zu unterscheiden:

- a) Nachfrageseitige Energieeffizienzmaßnahmen, die einerseits darauf zielen, den Stromverbrauch insgesamt zu senken, andererseits aber auch sehr lastwirksam sein können (z.B. flächendeckende Verringerung des Stand-By-Verbrauchs; Verbreitung effizienter Motoren, Ersatz von Elektroherden durch Gasherde etc.)
- b) Reine Lastmanagementmaßnahmen, die gezielt Last verlagern (z.B. Abschaltungen in Verbindung mit entsprechenden Verträgen; zeitvariable Tarife etc.)

Während Effizienzmaßnahmen durchaus auf sämtliche Verbrauchssektoren zielen und dazu beitragen könnten, die überall vorhandenen erheblichen Effizienzpotenziale zu erschließen, werden Lastmanagementmaßnahmen aktuell insbesondere im industriellen Bereich vorgenommen.

Beide nachfrageseitigen Ansätze erleichtern auf Dauer den lokalen Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage und bieten dadurch die Möglichkeit, die Netze zu entlasten bzw. einen weiteren Netzausbau überflüssig zu machen.

### 1.3.5 Steuerungs-/Regelungstechniken und Charakterisierung eines integrativen Ansatzes

#### Steuerungs- und Regelungstechniken

Um im wachsendem Umfang dezentrale Optionen in das Stromsystem zu integrieren, müssen die notwendigen Kontroll- und Steuerungssysteme aufgebaut werden. Die Bedeutung von Informations- und Kommunikationstechnologien (I&K-Technologien) im Verteilnetz wird folglich mit steigendem Anteil an dezentraler Erzeugung zunehmen. In einer Umfrage im Rahmen des Dispower-Projekts zur Bedeutung verschiedener Technologien für eine Dezentralisierung nennen zwei Drittel der Antworten verschiedene Arten von I&K-Technologien (Donkelaar, Scheepers 2004).

Prinzipiell stehen die entsprechenden Technologien zur Verfügung. Allerdings gehen die Meinungen darüber auseinander, inwieweit der Einsatz solcher Technologien rentabel und praktikabel ist, insbesondere dann, wenn es um den Einsatz kleiner Erzeugungseinheiten geht<sup>18</sup>.

Während einerseits oft argumentiert wird, dass sich I&K-Technologien für kleine Anlagen nicht lohnen, wird andererseits argumentiert, dass in diesem Bereich erhebliche

---

<sup>18</sup> So kommt zum Beispiel das EU-Projekt ENIRDGNET zu folgendem Ergebnis: *“There are no conceptual barriers to this change, as there are standard communication and control technologies to implement these functions. However, there are practical barriers of cost, coordination and management of the complexity of active control of widely distributed resources”*.

Kostensenkungen stattgefunden haben und weiter zu erwarten sind, so dass zunehmend auch kleine Anlagen vernetzt werden können. So vertritt z.B. das EU-Deep-Projekt die Auffassung: *"Also the opinion that ICT for small DER is always too expensive can be abandoned: it is becoming cheaper and is already quite often available"*.<sup>19</sup>

Wesentlich skeptischer ist dagegen das Edison Projekt (Lewald, Brendel 2005):

*"... bleibt das erschließbare Potenzial an steuerbaren Einheiten im Netzbetrieb, vor allem im Niederspannungsnetz, eher gering. Dies liegt... an den im Verhältnis zum Nutzen zu hohen Kommunikationskosten im Bereich des Energiemanagements. Gerade im Niederspannungsbereich sind die elektrischen Leistungen der einzelnen Anlagen so klein, dass keine der untersuchten Kommunikationsarten derzeit einen dauerhaften Einsatz auch zu verbilligten Konditionen rechtfertigt. (...) Die Autoren teilen im Übrigen nicht die weit verbreitete Meinung, dass breitbandige Kommunikation in naher Zukunft zu sehr geringen Kosten zur Verfügung stehen wird. Zumindest nicht zu Kosten, wie sie für ein aktives Energiemanagement im Niederspannungsbereich nötig sind."*

### **Charakterisierung integrativer Ansatz**

Eine Vernetzung von Erzeugungsanlagen und gegebenenfalls Verbrauch hat zum Ziel, diese gemeinsam als ein virtuelles Großkraftwerk erscheinen zu lassen. Dieser Ansatz zielt darauf ab, die dezentralen Ressourcen durch die Vernetzung *dispatchable* zu machen, um sie im Sinne des o.g. Szenario 1 wie ein steuerbares Großkraftwerk in die bestehenden Märkte integrieren zu können. Die jeweilige Netzsituation wird dabei nicht berücksichtigt. Die einzelnen Bestandteile des virtuellen Kraftwerks müssen auch nicht notwendigerweise räumlich beieinander liegen, sondern können von unterschiedlichen Standorten aus einen zentralen Markt bedienen, so wie es zum Beispiel beim Virtuellen Regelkraftwerk der Saarenergie der Fall ist.

### **1.4 Ausblick auf weitere Arbeiten**

In einem zukünftigen Projekt sollen, aufbauend auf den Ergebnissen dieser Studie, die folgenden Fragestellungen untersucht werden:

- In welchem Umfang könnten dezentrale vernetzte Energiesysteme Aufgaben des jetzigen zentralisierten Energiesystems (Kraftwerke, Netze, etc.) übernehmen und es möglicherweise zum Teil ablösen?
- Mit welchen Strategien könnte die Nachfrageseite in die Gesamtoptimierung einbezogen werden, einschließlich einer nachhaltig positiven Beeinflussung der Energieeffizienz?
- Welche Akteure könnten die notwendigen Aufgaben übernehmen und welcher Konzepte bzw. Instrumente bedarf es hierzu?

---

<sup>19</sup> EU-DEEP Seminar 4 WP 3 ([www.eu-deep.org](http://www.eu-deep.org))

- Welche wirtschaftlichen Optimierungsstrategien insbesondere im Hinblick auf die Netzkonfigurierung stehen zur Verfügung und welche Lücken müssten geschlossen werden?
- Welche ordnungspolitischen oder regulatorischen Instrumente müssten angewandt bzw. entwickelt werden, um dezentrale vernetzte Energiesysteme implementieren zu können?
- Welche Produkte und Dienstleistungen werden für den Markt der dezentralen vernetzten Energiesysteme gebraucht?
- Wie wird sich die Versorgungssicherheit durch dezentrale vernetzte Energiesysteme verändern?

### **Ziele eines weiterführenden Projektes**

Hauptziel eines weiterführenden Projektes ist die Entwicklung und Demonstration eines verallgemeinerbaren Ansatzes für die marktförmige Implementierung von dezentralen vernetzten Energiesystemen.

Daraus leiten sich folgende Teilziele ab:

- Beschreibung der technischen Grundkonfiguration sowie des Aufwandes
- Ableitung von Optimierungsstrategien – technisch, wirtschaftlich
- Beschreibung der notwendigen Rahmenbedingungen eines wettbewerblichen Umfeldes
- Entwicklung eines marktpartizipatorischen Ansatzes
- Abschätzung des Einsatzfeldes bzw. des gesamten Potenzials und des damit verbundenen Reduktionspotenzials an Treibhausgasen
- Demonstration in einem räumlich definierten Einsatzfeld (Feldtest Innovationszone)

Aus diesen Zielen leiten sich die folgenden Arbeitspakete ab:

### **Grobe Bestimmung des Potenzials für dezentrale Energiesysteme**

Ausgehend von vorhandenen Studien und einer ersten groben Modellsimulation würde das technische Gesamtpotenzial (Reduktionspotenzial an Primärenergie, Treibhausgasen sowie Luftschadstoffen) von dezentralen Energiesystemen (KWK, REG, REN) ermittelt und die durch dezentrale Kraftwerke einzusparende Kraftwerkskapazität dargestellt. Als Basis für das Modelldesign würden existierende Szenarien und Studien der relevanten Themenfelder (Ausbaupfade, Effizienzpotentiale) verwendet. Die Ergebnisse der Grobanalyse würden in Form von Potentialszenarien aufbereitet und bilden dann den Referenzpunkt für die weiteren Untersuchungen.

## **Modellierung / Programmierung Simulationssoftware**

Dynamische Simulationsverfahren sind notwendige Voraussetzung für die Erfassung der komplexen Zusammenhänge von vernetzten Energiesystemen. Für die weiteren Untersuchungen würde ein zeitlich und räumlich hoch aufgelöstes Modell des regionalen Energieversorgungssystems erstellt, das Rechenmodelle für die Erzeugungstechnologien, die Infrastruktur, den Energieverbrauch und die klimatologischen Rahmenbedingungen beinhaltet.

Eine rechnergestützte Simulation böte die Möglichkeit zur schnellen und flexibel einsetzbaren Untersuchung einer Vielzahl von systembeeinflussenden Parametern. Die Formulierung verschiedener Optimierungsvorgaben für das Rechenmodell ermöglichte es jene Parameter herauszufiltern, die entscheidend für die Umsetzung des angestrebten Ziels wären. Die Modellierung in Verbindung mit einer geeigneten Software bildet das Werkzeug für die weiteren quantitativen Betrachtungen, da unterschiedliche Aspekte der Energieversorgung systematisch erfasst und in ihren Auswirkungen beschrieben werden. Dies umfasst z.B. die Untersuchung von Fluktuationen durch einen hohen Anteil regenerativer Erzeuger sowie deren Kompensation.

## **Optimierungsmöglichkeiten**

Ein Portfolio ökologisch und ökonomisch optimal integrierter dezentraler vernetzter Energiesysteme würde bestimmt. Dabei wären die unterschiedlichen Energiewandlersysteme sowie die nachfrageseitigen Effizienztechniken gleichermaßen zu betrachten. Neben den heute schon üblichen und praktikablen Lastmanagementstrategien würden neue Ansätze entwickelt, quantitativ betrachtet und in Teilsimulationsläufen auf ihre Umsetzbarkeit und Effizienz hin untersucht werden. Dabei würden insbesondere internationale Erfahrungen auf dem Gebiet des „Demand Side Management“ in liberalisierten Märkten analysiert und durch die aus der Simulation gewonnen Erkenntnisse erweitert werden. Die Kombination von Empirie (Erfahrungen) einerseits und Theorie (Simulationsergebnissen) andererseits, führt weg von einem rein theoretischen Ansatz und ermöglicht einen innovativen und dennoch praxisnahen Ansatz für einen späteren Feldversuch.

## **Rahmenbedingungen und Marktintegration**

Netzbetreiber werden die Schlüsselakteure bei der Integration von dezentralen vernetzten Energiesystemen sein. Für sie muss ein innovatives Regime an Anreizen geschaffen werden, so dass dezentrale Energiesysteme optimal eingesetzt werden können. Daneben gibt es eine Reihe von Akteuren, von den Betreibern von Energieanlagen, bis hin zu den Endabnehmern. Für das Zusammenspiel dieser Akteure bedarf es eines attraktiven Ansatzes zur Marktpartizipation und zur Kooperation. Dazu gehören entsprechende Portfolios an Produkten und Dienstleistungen, die geeignet sind, dezentrale vernetzte Energiesysteme im Markt erfolgreich einzusetzen.

**Feldtest Innovationszone**

Für die Verifikation und Erprobung der verschiedenen Elemente eines dezentralen vernetzten Energiesystems im Testfeld - dazu gehören die technischen Voraussetzungen, die Akteure, die Marktmodelle, die regulatorischen Rahmenbedingungen - würde eine Innovationszone eingerichtet. Die technischen Komponenten würden hier als vorhanden vorausgesetzt (bzw. aus anderen Vorhaben einbezogen), die Akteure in einem Vorprojekt ausgewählt, die Marktmodelle in diesem Projekt erarbeitet. Die regulatorischen Rahmenbedingungen und damit der offizielle Rahmen des Testfeldes Innovationszone würden festgelegt und die Bedingungen mit der Bundesnetzagentur abgeklärt.

## 2 Rahmenbedingungen und Anreizstrukturen für Verteilnetzbetreiber im Hinblick auf die Erschließung dezentraler Optionen

Stromverteilnetze umfassen in Deutschland die Spannungsebenen unterhalb von 60 kV, wobei hier Mittelspannungsnetze (6 bis unter 60 kV) von Niederspannungsnetzen (400 V bis unter 6 kV) zu unterscheiden sind. Hoch- und Höchstspannungsnetze gelten als Transportnetze.

Für die Systemdienstleistungen zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit und –qualität (v.a. Frequenz- und Spannungshaltung) sind in Deutschland zur Zeit in erster Linie die Transportnetzbetreiber zuständig.

Aktuell gibt es in Deutschland rund 700 Stromverteilnetzbetreiber, darunter die vier Verbundunternehmen mit ihren 27 Regionaltöchtern, ca. 25 größere Stadtwerke und rund 600 kleinere Stadt- oder Gemeindewerke sowie Elektrizitätsgenossenschaften.

Verteilnetzbetreiber waren und sind auch heute noch größtenteils vertikal integrierte Unternehmen, die neben dem Netzbetrieb auch den Vertrieb durchführen. Nach der zweiten Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie sind diese beiden Marktstufen zumindest buchhalterisch und informatorisch zu entflechten, bei Unternehmen mit mehr als 100.000 Kunden ab 1. Juli 2007 auch gesellschaftsrechtlich.<sup>20</sup>

Die nachfolgende **Anreizanalyse** stellt ausschließlich auf ökonomische/betriebswirtschaftliche Anreize ab in der Überzeugung, dass diese mittel- und langfristig die Entscheidungen der Unternehmen am stärksten beeinflussen. In diesem Sinne gehen wir vom Rationalverhalten renditeorientierter Unternehmen aus, die gleichwohl das politische und gesellschaftliche Umfeld berücksichtigen müssen.

Wir sind uns darüber im Klaren, dass diese Art der Analyse zumindest unter kurzfristigen Gesichtspunkten nicht ausreicht, da eine Vielzahl weiterer Anreize, Zwänge und Überzeugungen die Entscheidungen für oder gegen die Unterstützung dezentraler Optionen von Verteilnetzbetreibern beeinflussen können:

- unternehmenskulturelle Überzeugungen
- Überzeugungen der Unternehmensleitung
- strategische Interessen der Anteilseigner
- Verbandszwänge
- (kommunal-)politische Zwänge und Überzeugungen
- Entscheidungsstrukturen in den Unternehmen / Aufbau- und Ablauforganisation etc.

---

<sup>20</sup> Dies gilt im Übrigen auch für diejenigen Unternehmen, auf die die sogenannte Konzernklausel zutrifft, wonach von einem bestimmenden Einfluss des beteiligten Konzerns auf die Geschäftstätigkeit des Unternehmens auszugehen ist.

Diese Einflussfaktoren an Einzelfällen in der Praxis zu analysieren und zu gewichten und darauf aufbauend kurzfristige Lösungsvorschläge zu entwickeln wird einer nachfolgenden Studie vorbehalten bleiben müssen.

## 2.1 Vermiedene Netznutzungsentgelte

Die Kosten der Netznutzung werden in Deutschland zu 100% vom abnehmenden Netznutzer aufgebracht, einspeisende Netznutzer zahlen kein Netznutzungsentgelt. Strom, der in die Netzebenen unterhalb der Höchstspannungsebene eingespeist wird, vermindert die Einspeisung zentraler Kraftwerke und entlastet so die Netzebenen, die der dezentralen Einspeisung vorgelagert sind und in Einzelfällen auch die Netzebene der Einspeisung. Da die Netzentgelte mit Hilfe eines transaktions-unabhängigen Punktmodells berechnet werden, bei dem davon ausgegangen wird, dass alle Erzeuger auf der Höchstspannungsebene einspeisen, sind die Netznutzungsentgelte für den Letztverbraucher unabhängig vom Grad der dezentralen Einspeisung.

Die dezentrale Einspeisung führt dazu, dass bei den Netzbetreibern Netzentgelte anfallen, die nicht an die vorgelagerten Netze weiter gewälzt werden müssen und die der durch dezentrale Einspeisung verursachten Netzbelastung entsprechen. Nach §18 Strom-NEV müssen diese Entgelte an die dezentralen Anlagen als Entgelt für vermiedene Netznutzung (VNNE) ausgeschüttet werden.

Im Rahmen der Kostenwälzung war in der Verbändevereinbarung (VV II) die Zahlung eines Entgeltes des Netzbetreibers an dezentrale Kraftwerke, die in untergelagerte Netze einspeisen, vorgesehen.

*"Dieses Entgelt entspricht den durch die jeweilige Einspeisung eingesparten Netznutzungsentgelten in den vorgelagerten Netzebenen"*<sup>21</sup>

Es wurde zunächst auf Anlagen der Kraft-Wärme-Kopplung mit einer Brennstoffnutzung >70% und auf regenerative Erzeugungsanlagen eingeschränkt. Im Weiteren wurde diese Einschränkung wieder aufgehoben und auf alle bestehenden Kraftwerke, die in untergelagerte Netze einspeisen, ausgedehnt. Anlagen, die vom Stromeinspeisegesetz (Vorläufer des EEG) erfasst waren, wurden ausgeschlossen.

Das VNNE war wiederholt Gegenstand grundsätzlicher Kritik. Diese zielte vor allem darauf, dass die Netzkosten kurzfristig fast ausschließlich Fixkosten sind und dass durch die dezentrale Einspeisung und den verringerten Strombezug von übergeordneten Netzebenen praktisch keine Reduktion der Netzkosten stattfindet. Die VNNE, die in der Summe niedrigere Einnahmen der Netzbetreiber zur Folge haben, führen deshalb dazu, dass die Netznutzungsentgelte steigen müssen, um die Netzkosten abdecken zu können (z.B. Lewald, Brendel 2005). Dadurch wiederum werden auch die VNNE zunehmen, was zu einer Steigerungsspirale der Netznutzungsentgelte führen kann.

Andererseits führt die dezentrale Einspeisung tatsächlich dazu, dass Netzbetreiber Kosten für die Nutzung vorgelagerter Netze einsparen können. Gegen die Kritik an den

---

<sup>21</sup> aus Ziffer 2.3.3 der Verbändevereinbarung über Kriterien zu Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie, BDI, VIK, VDEW 13.9.1999

VNNE wird angeführt, dass sie langfristige Kosten der Netze sachgerecht abbilden und nur kurzfristig ein Auseinanderklaffen der eingesparten Kosten und der ausgezahlten Entgelte gegeben ist. Wenn ein Netzbetreiber mehrere Spannungsebenen umfasst und die dezentralen Einspeiser vor allem an die unteren Spannungsebenen dieses Netzbetreibers angeschlossen sind, sind die Einsparungen gegenüber dem vorgelagerten Netzbetreiber jedoch eventuell geringer als die Summe der VNNE, die der Netzbetreiber an die Einspeiser ausbezahlt. In diesem Fall ist nicht nur der vorgelagerte Netzbetreiber, sondern auch der Netzbetreiber, in dessen Netz der dezentrale Strom eingespeist wird, von dem Problem betroffen, dass durch die dezentrale Einspeisung die Fixkosten des Netzes nicht reduziert werden.

Mit der Verbändevereinbarung II+ (VVII+)<sup>22</sup> wurden Methoden zur Berechnung der vermiedenen Netznutzungsentgelte im pauschalierten Lösungsansatz (Anlagen ohne Leistungsmessung), im standardisierten Ansatz (Anlagen mit Leistungsmessung) und im individuellen Lösungsansatz (Anlagen mit Leistungsmessung) vorgeschlagen. Der standardisierte Lösungsansatz fußt dabei auf der Verbändevereinbarung über stromwirtschaftliche Zusammenarbeit (VV-SWZ)<sup>23</sup>, in dem die Leistungskomponente von Überschussstrom der Industrie restriktiv bestimmt wurde.

Die Vorgaben zur Berechnung der VNNE in der Anlage 6 der Verbändevereinbarung II+ (VVII+) wurden wiederholt kritisiert. Diese seien unzureichend und führten dazu, dass die Netzbetreiber ihre eingesparten Kosten nicht vollständig an die dezentralen Einspeiser weitergeben und von der dezentralen Einspeisung profitieren:

*„Die kumulierten Nachteile der Anlage 6 haben zur Folge, dass die Netzbetreiber schätzungsweise nur 400 bis 500 Mio. €/a an vermiedenen Netznutzungsentgelten für Einspeisung unterhalb des Höchstspannungsnetzes auszahlen. Das Gutachten errechnet demgegenüber in einer Modellrechnung, dass bei sachgerechter Kalkulation ein Betrag von rund 800 Mio. €/a zu zahlen wäre. 300 bis 400 Mio. €/a werden also derzeit den dezentralen Einspeisern vorenthalten, davon Einspeisern in der Nieder- und Mittelspannung rund 200 Mio. €/a (fast 2/3 des ihnen zustehenden Betrags)“ (Mühlstein 2003).*

Nach der mittlerweile im Rahmen des Energiewirtschaftsgesetzes verabschiedeten Stromnetzentgelt-Verordnung (StromNEV) ist für die Vergütung der dezentralen Einspeiser die tatsächliche Vermeidungsarbeit und die tatsächliche Vermeidungsleistung maßgeblich. Die Ermittlung des Arbeitsanteils ist für sämtliche Einspeiser unkritisch. Der Leistungsanteil der durch lastganggemessene dezentrale Einspeisungen vermiedenen Netznutzungsentgelte kann im Sinne des §18 StromNEV nach dem Verfahren der Superposition ermittelt werden. Je nach Synchronität der dezentralen Einspeisung mit dem Lastgang des Netzes kann der Leistungsanteil Null oder die gesamte installierte

---

<sup>22</sup> Anlage 6 der Verbändevereinbarung über Kriterien zu Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung, BDI, VIK, VDEW, VDN, ARE, VKU 13.9.2000

<sup>23</sup> Verbändevereinbarung Stromwirtschaftliche Zusammenarbeit, BDI, VDEW, VIK 1994

Netto-Leistung der Anlage betragen. Der Leistungsanteil kann auch in einem pauschalisierten Verfahren verstetigt werden.

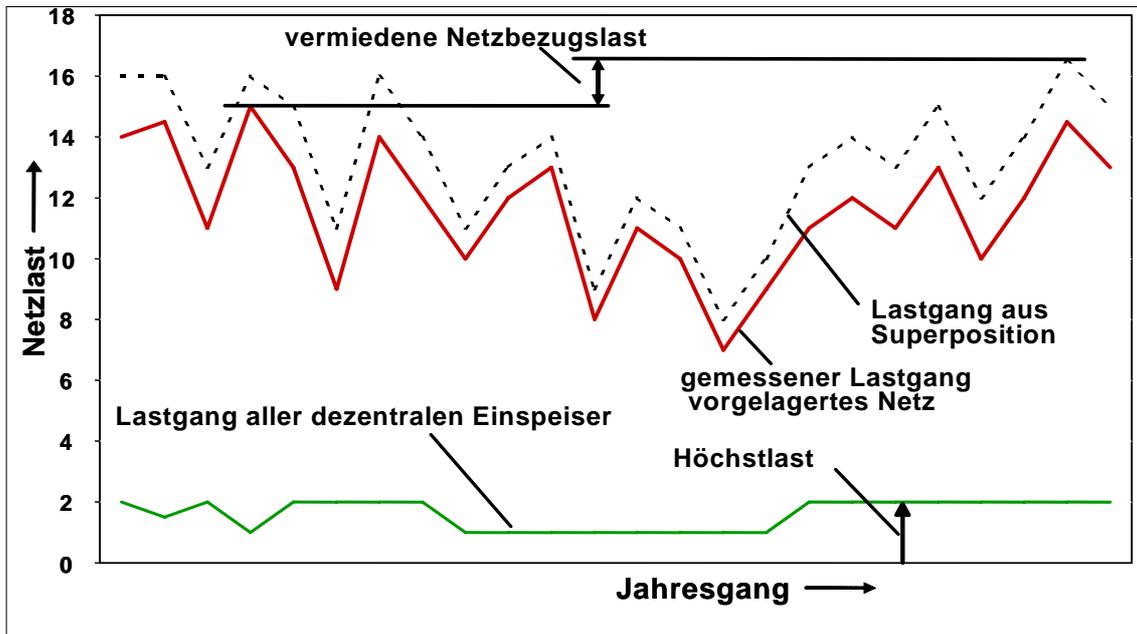
Wesentlich beim Verfahren der Superposition nach Abbildung 10 ist die Berücksichtigung einer möglichen zeitlichen Verschiebung der (verbleibenden) Netzhöchstlast durch die dezentrale Einspeisung. So weisen beispielsweise Netze mit hohen Anteilen von Eigenerzeugung in KWK vielfach eine Sommerspitze der Netzlast auf, da von der KWK-Anlage im Sommer nur eine verminderte Leistung eingespeist wird. Die tatsächliche Vermeidungsleistung ergibt sich danach als Differenz der Netzhöchstlast mit und ohne dezentrale Einspeisung, die sich als Lastgangsumme der gemessenen Netzlast und der gemessenen Einspeisung errechnet. Die Möglichkeit der Verschiebung der Höchstlasten des Netzes durch dezentrale Einspeisung ist in der Strom-NEV leider nicht dargestellt, erscheint aber in Fachkreisen unbestritten<sup>24</sup>.

Im Falle von mehreren Einspeisern in eine Netzebene entsteht das Problem der Individualisierung der Vermeidungsleistung. Die tatsächliche Vermeidungsleistung einer Gruppe von Einspeisern kann dabei unterhalb der für jeden Einspeiser allein ermittelten Vermeidungsleistung liegen. Die einzelnen Vermeidungsleistungen der Einspeiser sind in diesem Falle mit einem Reduktionsfaktor so zu ermitteln, dass die Summe der einzelnen Vermeidungsleistungen die Gesamtvermeidungsleistung nicht übersteigt. Die Gesamt- und Einzelvermeidungsleistung lässt sich mit Hilfe der Superposition und der Gesamt- und Einzeleinspeisung ermitteln. Als Reduktionsfaktor kann der Quotient aus Gesamtvermeidungsleistung zur Summe der Einzelvermeidungsleistungen verwendet werden.

---

<sup>24</sup> siehe "Umsetzungshilfe zur Ermittlung des Entgeltes für dezentrale Einspeisung", VKU, Entwurf 2005

Abbildung 10: Vermeidungsleistung dezentraler Einspeisung



Die Auskehrung der vermiedenen Netznutzungsentgelte für dezentrale Einspeiser nach der Strom-NEV verändert die Kostenwälzung zugunsten des Nicht-EEG-Einspeisers bzw. des EEG-Wälzungsmechanismus bei zunächst unveränderten Netznutzungsentgelten für die Endkunden.

In Bezug auf die Kostenrelevanz der dezentralen Einspeisungen ist es sinnvoll, folgende Fälle zu unterscheiden:

1. **verbrauchsnahe dezentrale Einspeisungen**
2. **nicht verbrauchsnahe dezentrale Einspeisungen**
3. **nicht lastganggemessene Verteilnetze**
4. **unverzichtbare Einspeisungen**

#### zu 1.: Verbrauchsnahe dezentrale Einspeisungen

Je verbrauchsnaher die dezentralen Einspeisungen erfolgen, umso mehr vermindert sich die Last des Netzes, in das der dezentrale Einspeiser einspeist. Dadurch werden Verteilverluste im Netz vermindert, wodurch sich häufig ein echter Kostenvorteil für den Netzbetreiber ergibt. Durch verbrauchsnahe dezentrale Einspeisungen erhöhen sich zudem die Netzreserven der Anschlussebene der dezentralen Einspeiser. Netzbetreiber haben demnach heute bereits einen ökonomischen Anreiz darauf hinzuwirken, dass Einspeisungen – wenn sie sich denn schon nicht verhindern lassen (s. Abschnitte 2.3 und 2.4) – möglichst verbrauchsnahe erfolgen, vorausgesetzt dieser Anreiz wird bei der Festlegung der Netznutzungsentgelte nicht konterkariert.

## **Zu 2.: Nicht verbrauchsnahe dezentrale Einspeisungen**

Bei nicht verbrauchsnahe Einspeisungen in Netze des VNB vermindert sich in der Regel nur die Höchstlast der Entnahmen aus der vorgelagerten Netzebene, nicht aber die Netzlast der Einspeiseebene.<sup>25</sup> Unabhängig von den Eigentumsverhältnissen der Netze erhöhen sich hierdurch bei weitgehend fixen Netzkosten die spezifischen Netznutzungsentgelte der vorgelagerten Netzebene. Gleichzeitig erhöhen sich dort aber auch die Netzreserven. Soweit verbrauchsferne Einspeisungen dazu beitragen, die notwendige gesicherte Netzanschlussleistung an das vorgelagerte Netz zu senken, vermeiden sie Netzausbauinvestitionen und sind sie als unverzichtbare Einspeisungen anzusehen.

## **zu 3.: Nicht lastganggemessene Verteilnetze**

Soweit keine Lastgangmessungen der Netz-Einspeisung in das nachgelagerte Netz vorhanden sind – wie vielfach bei Einspeisungen in das NS-Netz – sind in der Superposition aus den Netzentnahmen und Verteilverlusten der nachgelagerten Netzebene berechnete Lastgänge anzuwenden. Für Einspeiser ohne Lastgangmessungen ist nach StromNEV nur die Arbeitskomponente der vermiedenen Netznutzungsentgelte auszuführen.

## **Zu 4.: Unverzichtbare Einspeisungen**

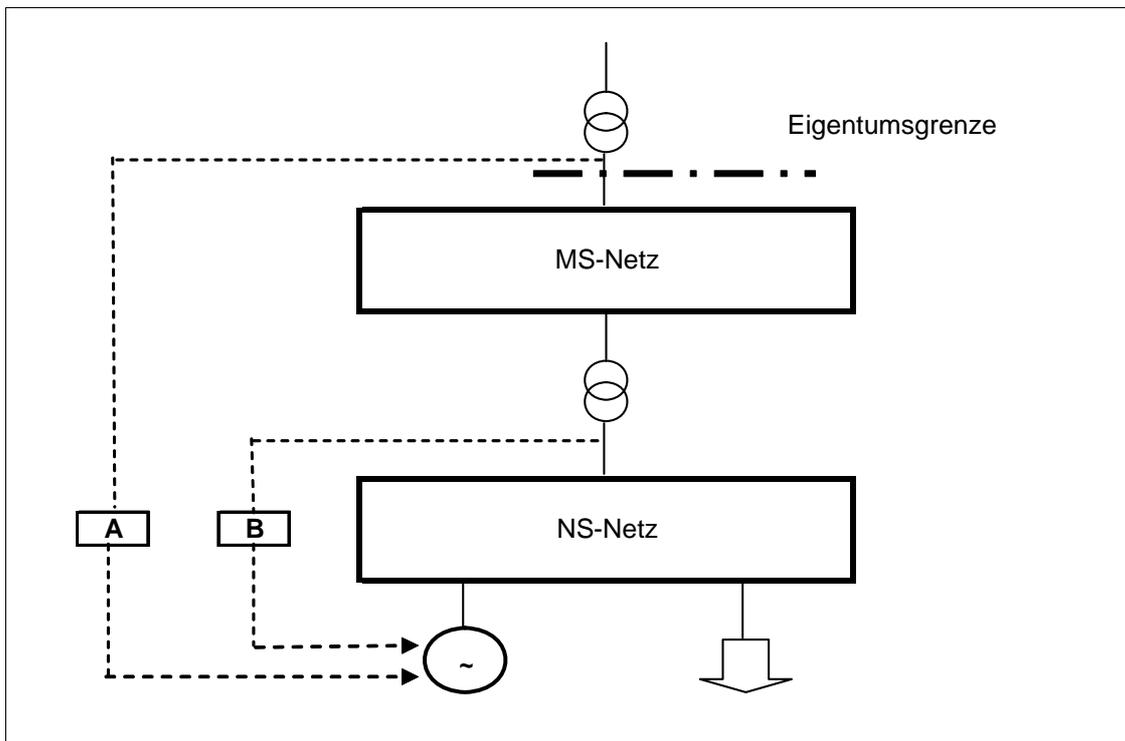
Alle dezentralen Einspeisungen werden zu unverzichtbaren Einspeisungen, soweit dadurch Netzverstärkungen bzw. Netzausbau verhindert werden können. Dieser Abwägungsprozess einer Systemoptimierung zwischen Netzinvestitionen und dezentralen Optionen unter dem volkswirtschaftlichen Blickwinkel wird wie bereits angesprochen vom Gesetzgeber ausdrücklich angeregt (§14 Abs. 2). Im Abschnitt 2.3 werden wir dazu einige Beispiele ausführen, die belegen, dass diese Abwägung unter den aktuellen Rahmenbedingungen meist zuungunsten der dezentralen Optionen ausfallen wird.

Zur Optimierung der VNNE für disponible Einspeisungen sind die Regelkreise maßgeblich, die vor der Liberalisierung von Netzbetreibern mit Eigenerzeugungsanlagen angewendet wurden. Nach Abbildung 11 wurde die Netzlastregelung A zur Minimierung der Zahlungen an den vorgelagerten Netzbetreiber verwendet. Die Netzlastregelung B optimiert das VNNE für den Einspeiser. Im heutigen Rechtsrahmen sind die Regelkreise A und B zur Optimierung der Netzlasteffizienz dezentraler Einspeisungen erforderlich.

---

<sup>25</sup> Als ein Extremfall der nicht verbrauchsnahe Einspeisung sind Hochspeisungen in vorgelagerte Netze anzusehen, die wie eine Einspeisung in das vorgelagerte Netz wirken.

Abbildung 11: Regelkreise zur Optimierung des VNNE



Letztlich geht es im Konflikt um das VNNE darum, dass es entgegen den Interessen der Netzbetreiber ist, wenn die Nutzung der Netze durch die dezentrale Einspeisung verringert wird. Das in EEG und in der Strom-NEV verankerte VNNE führt bei korrekter Anwendung dazu, dass die verringerte Netznutzung für die Netzbetreiber keinen Vorteil sondern zusätzlichen Aufwand bedeutet. Daher schafft das VNNE bei den Netzbetreibern unter dem Strich Anreize gegen dezentrale Erzeugung, weil es nicht im Interesse der Netzbetreiber ist, wenn Netznutzung vermieden und diese Vermeidung auch noch vergütet wird.

## 2.2 Anreize durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) und das Kraft-Wärme-Kopplung-Modernisierungsgesetz (KWKG)

Die Förderung von Kraftwerken nach EEG und KWKG hat keine direkten Auswirkungen auf die Verteilnetzbetreiber. Denn durch die in beiden Gesetzen festgelegten Umlage-Mechanismen werden die Verteilnetzbetreiber nicht (mehr) mit den Kosten der Förderung belastet. Dennoch haben die Netzbetreiber Anreize für und vor allem gegen den zusätzlichen Anschluss entsprechender Kraftwerke an das Netz. Immer wieder taucht die Forderung auf, neben Kosten der Einspeisevergütung auch zusätzliche Kosten des Verteilnetzbetreibers in das bundesweite Umlageverfahren mit einzubeziehen, um die negativen Anreize der Verteilnetzbetreiber zu neutralisieren und zu verhindern, dass die Förderinstrumente zu regional unterschiedlichen Kosten für die Netznutzer beitragen (z.B. Reinhard 2005).

### 2.2.1 Transaktionskosten

Je höher die Anzahl unabhängiger Erzeugungsanlagen, desto aufwendiger wird 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. Diese zusätzlichen Transaktionskosten entstehen unabhängig davon, ob eine Anlage nach EEG oder KWK-G gefördert wird.

Auch durch den Fördermechanismus des KWK-G und des EEG entstehen zusätzliche Transaktionskosten für den Netzbetreiber. Die Kosten der Einspeisevergütung selbst werden zwar umgelegt. Die Organisation des Umlagemechanismus und die Vergütung der Kraftwerksbetreiber verursachen jedoch einen zusätzlichen Aufwand, der den Netzbetreibern nicht ersetzt wird.

So beklagen sich manche Netzbetreiber darüber, dass die Abwicklung der durch EEG und KWK-G festgelegten Geld- und Stromflüsse zusätzliches Personal erfordert und dadurch zusätzliche Kosten verursacht. Für den Verteilnetzbetreiber entstehen dabei Transaktionskosten sowohl gegenüber dem Anlagen- als auch gegenüber dem übergeordneten Netzbetreiber. Dieses Problem ist durch die unter dem Aspekt der Technikdifferenzierung zu begrüßende weitere Differenzierung der Vergütung in der EEG-Novelle von 2004 weiter verschärft worden. Dabei spielt auch eine Rolle, dass sich der unbündelte Netzbetreiber mit der Stromerzeugung und Kraftwerken beschäftigen muss – ein Bereich, für den er eigentlich nicht zuständig ist.

Beispielsweise beklagt sich David Reinhard, Abteilungsleiter Netzvertrieb der EWE AG (Reinhard 2005):

*„Gegenüber dem alten EEG weist das novellierte EEG eine wesentlich größere Anzahl von möglichen Vergütungssätzen auf. Hier ist eine Verdopplung zu beobachten, auf insgesamt mehr als 100 verschiedene Vergütungssätze. Dadurch erhöht sich selbstverständlich für den Netzbetreiber der administrative Aufwand. Generell liegt die Nachweispflicht des Vergütungsanspruches beim Anlagenbetreiber, jedoch müssen die Nachweise bewertet werden. Selbst bei Voraussetzungen, die im Gesetz relativ genau definiert sind, wie z.B. bei Photovoltaikanlagen, erfordert die Bewertung, dass sich der Netz-Mitarbeiter mit sachfremden Themen wie z.B. dem Baugesetz auseinandersetzt. Bei anderen Vergütungsregelungen wie z.B. der Vergütung von Strom aus Biomasse, können Einzelfragen der Zuordnung nur noch mit fundierten landwirtschaftlichen Kenntnissen beantwortet werden. Einem Netzbetreiber sollte nicht die Prüfung des Einsatzstoff-Tagebuchs des Anlagenbetreibers (§8 Abs.2 Nr.2) obliegen, um den Vergütungsanspruch zu überprüfen.“*

### 2.2.2 Netzausbaukosten

Nach §13 des EEG werden die Netzkosten, die durch den Anschluss eines Kraftwerks 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 Netz-

ausbaus nicht bundesweit umgelegt, sondern §13 EEG legt fest, dass der Netzbetreiber die auf ihn entfallenden Kosten des Netzausbau bei der Ermittlung des Netznutzungsentgelts in Ansatz bringen kann.

Solange die Netznutzungsentgelte im Rahmen einer klassischen Rentabilitätsregulierung festgelegt werden, haben die Netzbetreiber prinzipiell einen Anreiz, ihre Kostenbasis (regulatory asset base) zu erweitern und damit auch die Gewinnmöglichkeiten zu erhöhen (s. dazu Abschnitt 2.3.1). Auch ein durch zusätzliche EEG-Kraftwerke induzierter Netzausbau wäre damit prinzipiell im Interesse der Netzbetreiber.

Das gilt allerdings nur so lange, wie die Netzbetreiber keinem allgemeinen Entgeltsenkungsdruck unterliegen und die Kosten des EEG-bedingten Netzausbau beim Benchmarking der Netzbetreiber berücksichtigt werden können. Sind diese Bedingungen nicht erfüllt, entstehen für den Netzbetreiber Anreize gegen zusätzliche Anlagen. Die bisherige Situation in Deutschland ohne klare Regulierungsvorgaben, mit einem Vergleichsmarktkonzept und der allgemeinen Wahrnehmung, dass die Netzkosten zu hoch seien, hat für die Netzbetreiber eher Anreize gegen zusätzliche Netzausbaukosten durch Anlagen Dritter geschaffen (s. dazu auch Abschnitt 2.3.2).

### **2.2.3 Profilwalzung**

Nach KWK-G wird der KWK-Bonus von den aufnehmenden Netzbetreibern an die Übertragungsnetzbetreiber weitergegeben, bundesweit ausgeglichen und über die Netzbetreiber wieder zuruckgewalzt. Durch diesen Mechanismus erhöhet sich für alle Netzbetreiber der Aufschlag auf die Netznutzungsentgelte, unabhängig davon ob sie KWK-Anlagen an ihr Netz anschließen oder nicht.

Im Gegensatz zum KWK-G wird im Falle des EEG nicht nur die Einspeisevergütung, sondern auch der eingespeiste Strom gewälzt. Durch das EEG wird die eingespeiste elektrische Arbeit unabhängig vom Zeitpunkt der Einspeisung in konstanter Hohة vergütet. Im Rahmen der Wälzung des Strom vom aufnehmenden Netzbetreiber über die Übertragungsnetzbetreiber zu den Stromversorgern muss der eingespeiste Strom jedoch wie „gewöhnlicher“ Strom in Lastprofilen mit Viertelstunden-Leistungswerten definiert werden. Dies hat zu der Frage geführt, in welcher Form, d.h. mit welchem Lastprofil, der eingespeiste Strom gewälzt werden soll und wer für eine Umformung der meist stochastischen Einspeisung der EEG-Kraftwerke in ein standardisiertes Band verantwortlich ist.

Die Übertragungsnetzbetreiber waren zunächst der Auffassung, dass der EEG-Strom aus nicht registrierend gemessener Einspeisung bereits von den aufnehmenden Verteilnetzbetreibern in ein Band umgewandelt werden sollte. Der VNB sollte also dafür verantwortlich sein, die Abweichungen zwischen der tatsächlichen Einspeisung der EEG-Anlagen und dem definierten Lastband auszugleichen. Inwieweit die dadurch entstehenden Kosten an den ÜNB weitergegeben werden können, war umstritten und die Verteilnetzbetreiber waren dadurch dem Risiko zusätzlicher Kosten ausgesetzt.

Die EEG-Novelle von 2004 hat die Stromwalzung dahingehend geändert, dass die Übertragungsnetzbetreiber den EEG-Strom an die Endkundenversorger mit einem Profil

weitergeben müssen, dass der tatsächlichen Einspeisung aus erneuerbaren Energien entspricht (§ 14). Hintergrund ist, dass EEG-Strom hauptsächlich zu Hochtarifzeiten eingespeist wird. Die Praxis der Bandlieferung hat dazu geführt, dass bei den Endkundenversorgern bei niedriger Last billiger Grundlaststrom verdrängt wird und umgekehrt in Zeiten hoher Nachfrage teurer Spitzenlaststrom nicht im möglichen Umfang durch EEG-Strom ersetzt wird. Durch die Wälzung der tatsächlich eingespeisten Profile sollen Mitnahmeeffekte bei den Übertragungsnetzbetreibern reduziert werden. Die Verteilnetzbetreiber sind eventueller Veredelungsaufgaben enthoben und haben folglich keine zusätzlichen Kosten zu tragen. Die Umsetzung der Profilwälzung steht allerdings noch aus.

Die EEG-Vergütung ist eine Pauschalvergütung, in der das Entgelt für vermiedene Netznutzung bereits enthalten ist. Aber auch im Falle von dezentral eingespeistem EEG-Strom entstehen den Netzbetreibern, an die die EEG-Anlagen angeschlossen sind, Einsparungen dadurch, dass sie weniger Netznutzungsentgelte an die übergeordnete Netzebene entrichten müssen. §5, Abs. 2 Satz 2 EEG legt deshalb fest, dass diese Einsparungen bei der Kostenwälzung berücksichtigt werden müssen. Im Gegensatz zur übrigen dezentralen Einspeisung sind es in diesem Fall die EEG-Stromverbraucher, die vom VNNE profitieren.

#### **2.2.4 EEG Novelle eröffnet Integrationsmöglichkeiten**

Wo das Entgelt für vermiedene Netznutzung dem Netzbetreiber in begrenztem Umfang die Möglichkeit gibt, die Einspeisung von dezentralen Anlagen so zu steuern, dass die Wahrscheinlichkeit der Einspeisung zum Zeitpunkt der Höchstlast steigt, eröffnet die Novelle des EEG von 2004 erstmals die Möglichkeit, vom „priority dispatch“-Prinzip abzuweichen, wenn Anlagen- und Netzbetreiber gemeinsam eine für beide Seiten günstigere Lösung finden. Nach §4 Abs.1 Satz 3 EEG können Netzbetreiber und Betreiber von Anlagen zur Nutzung erneuerbarer Energien im gegenseitigen Interesse ein Erzeugungsmanagement vereinbaren und von der Verpflichtung des Netzbetreibers zur vorrangigen Abnahme des gesamten Strom durch Vertrag dann abweichen, wenn dies der besseren Integration der Anlagen in das Netz dient. Dadurch sollen Vereinbarungen zwischen Anlagen- und Netzbetreiber ermöglicht werden, die dazu dienen, die Einspeisung stärker am tatsächlichen Bedarf auszurichten. Anlagen über 500 kW müssen nach §4 Abs.3 Satz 1 mit einer technischen Vorrichtung zur Reduzierung der Einspeiseleistung bei Netzüberlastung ausgestattet sein.

### **2.3 Anreize durch die Strommarktliberalisierung**

Es ist kaum möglich zu identifizieren, ab wann genau die Strommarktliberalisierung auf den deutschen Strommarkt eingewirkt hat, da die Diskussion hierzu weltweit und auf der europäischen Ebene bereits in der ersten Hälfte der 90er Jahre in vollem Gange war. Formaler Startschuss war sicherlich die Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes im Jahr 1998, das am 24. April in Kraft trat und den Anspruch hatte, die erste EU-Richtlinie für einen Elektrizitätsbinnenmarkt vom Dezember 1996 (Veröffentlichung: 30. Januar 1997) umzusetzen. Gleichwohl ist davon auszugehen, dass sich die Unter-

nehmen bereits in den Jahren vor 1998 auf kommende Veränderungen einzustellen begannen und beispielsweise bereits ein größerer Personalabbau stattfand.

Ziel einer Befragung der am Projekt beteiligten und weiterer Energieunternehmen war es herauszufinden, inwieweit sich das konkrete Handeln der Netzverantwortlichen seit 1998 durch die Liberalisierungsanforderungen verändert hat und welche Anreize bzw. Vorgaben dafür verantwortlich sind. Insofern haben wir das formale Startjahr der Liberalisierung übernommen. Die Analyse sollte insbesondere dazu dienen, die Rationalität der Netzentscheidungen unter den veränderten Rahmenbedingungen nachzuvollziehen und mögliche negative Anreize gegenüber einer stärkeren Dezentralisierung der Stromerzeugung zu identifizieren.

Im Zentrum der liberalisierungsbedingten Veränderungen in den Unternehmen stehen zwei Tatbestände:

1. Die (Interessen-)Entflechtung zwischen den Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Handel/Vertrieb und Netzbetrieb mit den jeweiligen organisatorischen Veränderungen und den neu justierten Zielsetzungen auf den einzelnen Stufen
2. Der Kosten- und Rationalisierungsdruck durch die Marktöffnung der Bereiche Erzeugung und Handel/Vertrieb sowie durch eine kritische öffentliche Diskussion über die Höhe und Spreizung der Netznutzungsentgelte in Verbindung mit der bevorstehenden sektorspezifischen Regulierung.

Im einzelnen lassen sich die Ergebnisse der Analyse zu folgenden Aspekten verdichten:

- Insgesamt gibt es eine Tendenz zur spartenübergreifenden Zusammenfassung der Netze in einer gemeinsamen Netzabteilung, wodurch einerseits organisatorische und kaufmännische Synergien erschlossen werden können, andererseits von den Netzingenieuren und –technikern in der Perspektive ein spartenübergreifendes Netzwissen erwartet wird. Mit dieser horizontalen Zusammenfassung einher geht die vertikale Trennung der unterschiedlichen Wertschöpfungsstufen („unbundling“).
- Unabhängig vom Grad der bisherigen Umsetzung der Unbundling-Vorschriften hat sich die Interessenlage der unternehmenseigenen Erzeugung verändert: während es vor der Liberalisierung häufig einen kurzen Draht zum Netzbetrieb gab und die Anlagen in gewissen Grenzen für das Netzlastmanagement eingeplant werden konnten („Feuerwehreinsatz“), entscheiden heute allein die am Markt zu erzielenden Erlöse über den Einsatz der Anlagen. Es macht demnach für den Netzbetreiber keinen Unterschied mehr, ob er unternehmenseigene oder externe Anlagen einsetzt; in beiden Fällen muss er nach reinen Kostenkriterien kalkulieren und entscheiden.
- Die größte Veränderung durch die Liberalisierung hat sich für den Netzbetreiber zweifellos durch die Abtrennung der Handels-/Einkaufsstufe vom Netzbetrieb ergeben. Während die Interessenlage des Handels eindeutig durch die Marktpreissituation bestimmt wird, bleibt das Netzmanagement und die damit verbundenen Kosten in der Verantwortung des Netzbetreibers. Es gibt keinen Akteur

mehr im Unternehmen, der hier auf eine gesamtunternehmerische Optimierung achten würde. So kann es theoretisch passieren, dass die Stromhandelsaktivitäten zusätzliche Netzkosten induzieren, die bei einem aufeinander abgestimmten Verhalten vermeidbar gewesen wären und in Zukunft möglicherweise – Stichwort Effizienzvergleich - nicht einmal in den Netznutzungsentgelten weitergegeben werden können.

- Es gibt eine Tendenz zur zustandsorientierten Wartung zumindest im Niederspannungsnetz als Reaktion auf eine erheblich gewachsene Kostensensibilität.
- Die Aktivitäten im Bereich Forschung und Entwicklung haben sich durch die Liberalisierung nicht wesentlich verändert, da sie von jeher durch das unternehmensindividuelle Forschungsumfeld geprägt wurden (Nähe zu Hochschulen und Forschungseinrichtungen), das den Zugang zu den vorhandenen Forschungstöpfen herstellte.

Die Auswirkungen einiger dieser Entwicklungen auf das Zusammenspiel von Netzbetrieb und dezentraler Erzeugung soll im Folgenden illustriert werden. Die nachfolgenden Praxisbeispiele sind alle durch eine gesamtunternehmerische Optimierung (Handel/Vertrieb, Netz, Erzeugung und ggf. Wärme) entstanden. Ursachen und Beweggründe der unterschiedlichen Ausprägungen waren durch die jeweiligen örtlichen Randbedingungen geprägt:

- Örtliche Energieangebote und Verbrauchsstrukturen
- Möglichkeiten und Kosten des Anschlusses eines Verteilnetzes an vorgelagerte Netze
- Historisch gewachsene Besonderheiten (z.B. Sägewerke, Mühlenbetriebe)
- **vorhandene Energiekonzepte bei Unternehmen**

### **Beispiel I: Inselnetz**

Ein örtliches Verteilungsnetz kann aus Laufwasser und dezentralen thermischen Kraftwerken grundsätzlich im Inselbetrieb gespeist werden. Die nicht gesicherte Einspeisung aus dem vorgelagerten Netz hatte zu Zeiten niedriger Primärenergiekosten die Funktion einer Reserveeinspeisung. Die wirtschaftliche Abwägung zwischen den eigenen Erzeugungskosten und dem Bezug aus dem vorgelagerten Netz gebietet es jedoch aktuell, die eigenen thermischen Anlagen für den Reservefall zu nutzen.

Die jederzeitige Vorhaltung der Erzeugungskapazitäten erfordert eine ansonsten nur bedingt notwendige 24h-Besetzung der Leitstelle und die ständige Vorwärmung der Anlagen. Die Inselfähigkeit der Kraftwerke und die technischen und organisatorischen Stand-by-Maßnahmen verteuern die Erzeugung gegenüber anderen Erzeugern. Zudem übersteigen diese Mehrkosten auf Dauer die Einsparungen durch den Verzicht auf eine zweite Einspeisung.

Das System bleibt nur dann wirtschaftlich, wenn die spezielle Inanspruchnahmesituation des vorgelagerten Netzes und der eigenen Erzeugungsanlagen gewürdigt wird. Das

vorgelagerte Netz wird nur als Reserve genutzt (auch bei zur Zeit überwiegendem Bezug). Eine Reserve braucht nicht (n-1)-sicher ausgeführt werden.

Dieser Netzkunde benötigt also die vorgelagerten Netzebenen nicht in der standardmäßig angebotenen Versorgungsqualität; er könnte beispielsweise bei Versorgungsengpässen abgeschaltet werden. Seine Leistungsentnahmen bestimmen demnach nicht die Dimensionierung des vorgelagerten Netzes.

Dieser schlechtere Qualitätsstandard für die Netzinanspruchnahme und die Vorhaltung der eigenen Erzeugungsanlagen ist vor der Liberalisierung in einem integrierten Strombezugspreis vereinbart worden. Auch im verhandelten Netzzugang war noch der Netzteil als Sonderform der Netznutzung gestaltbar. Der regulierte Netzzugang sieht diese Sonderform des Netzzugangs nicht mehr vor.

Das Modell des Inselnetzes bereitet zudem Probleme beim Bilanzierungskonzept. Zu Zeiten der Inselfahrweise (planmäßig, störungsbedingt durch Fehler in der eigenen Netzanbindung oder Fehler/Engpässe im vorgelagerten Netz) wird die Energie auf der Einspeiseseite bilanziert und in das Übertragungsnetz auch physikalisch eingespeist. Dieser Einspeisung steht jedoch keine Entnahme aus dem vorgelagerten Netz gegenüber. Die Bilanzkreisverantwortlichen müssen ggf. Ausgleichsenergie abrechnen, der Regelenenergiebedarf wird beeinflusst.

Soll die dezentrale Erzeugungsstruktur erhalten bleiben, sind folgende Fragen zu lösen:

- a) Wie lassen sich unterschiedliche Qualitäten der Netznutzung in den Netznutzungsentgelten berücksichtigen? Hier konkret: Kann der nachgelagerte Netzbetreiber eine Ermäßigung der vorgelagerten Netznutzungsentgelte verlangen, um sie den Anlagenbetreibern als „Vorhalte-Prämie“ weiterzureichen? Kann er sich davon eine eigene „Optimierungsprämie“ abzweigen?
- b) Wie lässt sich bei einem Inselnetz, das in das vorgelagerte Netz überspeist, vermeiden, dass dafür Ausgleichsenergie in Rechnung gestellt wird?

Wenn sich diese Fragen nicht befriedigend lösen lassen, hat die hier bestehende dezentrale Erzeugungsstruktur und damit das Inselnetz offensichtlich keine ökonomische Überlebenschance.

## **Beispiel II: Dezentrale Anlagen als Ersatz für fehlende Netzanschlusskapazität**

Die Netzlast im Verteilnetz übersteige die maximale Anschlussleistung an das vorgelagerte Netz. Um die Lücke zu schließen, müssen ständig dezentrale Anlagen in das Netz einspeisen. Die Erzeugungskapazitäten müssen gesichert vorgehalten werden und durch den Netzbetreiber abrufbar sein. Diese Vorgaben aus dem Netz beschränken die Fahrweise der Kraftwerke und verteuern die Erzeugung gegenüber anderen Erzeugern ohne diese Restriktionen.

Die Vergütung für diese dezentralen Einspeisungen müssen demnach höher sein als bei üblichen Einspeisungen, da hier die Reserveenergie unmittelbar durch die Kraftwerke bereitgestellt wird. Diese Differenzierung gibt die jetzige Regelung in der Strom-

Netzentgeltverordnung (§18) nicht her. Hier bietet sich nur die Möglichkeit, die evt. über die vermiedenen Netznutzungsentgelte hinaus vermiedenen Kosten (z.B. Baukostenzuschüsse) als annuitätische Beträge den kooperierenden Erzeugern zuzuschreiben.

Solange unklar ist, ob die vermiedenen Kosten für die Einrichtung eines ausreichenden Netzanschlusses in die vermiedenen Netznutzungsentgelte eingerechnet werden können, wird der Netzbetreiber diese den Anlagenbetreibern nicht vergüten mit der Folge, dass sie ihre Anlagen künftig nicht mehr vorhalten werden und eine Aufstockung der Netzanschlusskapazität unausweichlich wird. Eine Möglichkeit bietet hier eventuell noch der §14 Abs. 2 Energiewirtschaftsgesetz, wo der Abwägungsprozess zwischen der Nutzung dezentraler Optionen und einem ansonsten notwendigen Netzausbau vorgeschrieben wird. Im konkreten Fall wäre zu prüfen, inwieweit hier ein Kostenblock in die künftigen Netznutzungsentgelte eingestellt werden und als Vergütung an dezentrale Anlagenbetreiber ausgekehrt werden kann.

### **Beispiel III: Besicherung der Netzanschlusskapazität**

Die ungesicherte Netzanschlusskapazität sei zur Abdeckung der Netzlast ausreichend dimensioniert. Bei Ausfall des ungesicherten Teils der Netzanschlusskapazität müssen dezentrale Erzeugungsanlagen in ständiger Abrufbereitschaft durch den Netzbetreiber vorgehalten werden. Diese Dienstleistung muss der Netzbetreiber vergüten. Da die Anlagen evt. jedoch überhaupt nicht in Anspruch genommen wurden, können ihnen in diesem Fall auch keine vermiedenen Netznutzungsentgelte gezahlt werden.

Solange es keine Regelungen im Hinblick auf die Reservebereitstellung für das Netz gibt, wird dem wirtschaftlichen Verbund zwischen Netzbetrieb und Erzeugung die finanzielle Grundlage entzogen. Auch hier wäre zu prüfen, inwieweit ein derartiger Kostenblock in den künftigen Netznutzungsentgelten anerkannt wird.

### **Beispiel IV: Dezentrale Erzeugung zur Optimierung der Kosten für das vorgelagerte Netz**

Bei Netzkunden mit geringen Nutzungsdauern und spürbarer Leistungsanspruchnahme zum Zeitpunkt der Netzhöchstlast (z. B. Schneekanonen) können die Netznutzungsentgelte niedriger sein als die zuwachsenden Kosten für das vorgelagerte Netz. Ursachen sind die niedrigen Leistungspreise unterhalb des Knickpunktes der g-Funktion und für den Netzbetreiber die hohen Leistungspreise oberhalb des Knickpunktes mit den Nutzungsdauern des durchmischten Gesamtbedarfs. Der Netzkunde hat keine Motivation, seine durch die anderen Kunden mit finanzierten Leistungsspitzen z.B. durch dezentrale Erzeugungsanlagen zu kappen. Auch der Netzbetreiber hat kaum Möglichkeiten, steuernd zugunsten aller Netzkunden einzugreifen.

### **Fazit**

Insgesamt hat die Strommarktliberalisierung das Handeln der Netzbetreiber nicht gravierend verändert. Gleichwohl zeigen ausgesuchte Beispiele, dass unter den Rahmenbedingungen eines entflochtenen Netzbetreibers und des liberalisierungsbedingten Kostendrucks eine Reihe bislang wirtschaftlich sinnvoller Kombinationen von Netzbetrieb

und dezentraler Erzeugung nicht mehr darstellbar sind. Für den Netzbetreiber gibt es keine ausreichenden Anreize, diese Modelle für den gesicherten Netzbetrieb zu verfolgen, da die Kooperation mit dezentralen Einspeisern häufig mit einer erschwerten Betriebsführung und mit erhöhtem Risikopotential verbunden ist und keine zusätzliche Handhabungs- oder Risikoprämie dafür in Aussicht steht. Der Schlüssel, Netzbetrieb und Nutzung dezentraler Optionen trotz Entflechtung wieder stärker zu verzahnen, liegt in der künftigen Festlegung der Netznutzungsentgelte.

## 2.4 Anreize durch das bisherige Festlegungsverfahren für Netznutzungsentgelte

### 2.4.1 Anreize im Rahmen der Strompreisaufsicht der Bundesländer:

Bis zur Verabschiedung der ersten Verbändevereinbarung am 22. Mai 1998 wurden Netznutzungsentgelte nicht explizit kalkuliert, sondern waren Bestandteil der Stromtarife, die von den Strompreisaufsichten der Länder kontrolliert und genehmigt wurden.

Grundlage der Strompreisaufsicht war der so genannte „K-Bogen“, der vom Bundesländer-Ausschuss „Energiepreise“ entwickelt wurde und die Basis für die Prüfung der Kosten- und Erlöslage bildete. Er orientierte sich an den „Leitsätzen für die Preisermittlung aufgrund von Selbstkosten (LSP)“, die für die Preisbildung bei öffentlichen Aufträgen aufgestellt wurden. Der K-Bogen diente der Ermittlung des so genannten betriebsnotwendigen Kapitals und zwang die damaligen integrierten Energieversorgungsunternehmen, regelmäßig sämtliche im Rahmen der Strompreisaufsicht zu berücksichtigenden Kosten und Erlöse zu dokumentieren.

Darüber hinaus prüfte die Preisbehörde, ob die geltend gemachten Betriebskosten überhaupt oder in dem beantragten Umfang für eine elektrizitätswirtschaftlich rationelle Betriebsführung notwendig waren.

Im Kern handelt es sich bei dieser Art der Regulierung um eine klassische Rentabilitätsregulierung (RR) nach der (vereinfachten) Formel:

$$\text{Tarife} = [\text{Betriebskosten} + (\text{betriebsnotwendiges Vermögen} - \text{kumulierte Abschreibungen}) * \text{Verzinsung}] / \text{prognostizierter Mengenabsatz bzw. prognostizierte Jahreshöchstleistung}$$

Hinzu kamen folgende Besonderheiten:

- Diese Tarife fanden nur auf die Tarifabnehmer (Haushaltskunden, Kleingewerbe und Landschaft) Anwendung, nicht jedoch auf die Sondervertragskunden. Der maximal zulässige Erlös aus letzterer Kundengruppe wurde als Residualgröße mit Hilfe einer Kostenträgerrechnung festgelegt, d.h. als Differenz zwischen dem maximal zulässigen Erlös insgesamt minus prognostiziertem Erlös aus der Gruppe der Tarifabnehmer.
- Die Tarife waren Höchstpreise und wurden als solche in vielen Fällen nicht ausgeschöpft, da die in der Regel öffentlichen (Stadtwerke) oder gemischtwirtschaftlichen EVU (Verbundunternehmen, Regionalversorger) eine negative Öffentlichkeit bei Strompreiserhöhungen scheuten.

Diese Praxis der Tariffestlegung war mit vielfältigen Anreizen verbunden, die sich unabhängig von Abweichungen im Einzelfall wie folgt darstellen lassen:

Tabelle 8: Anreize im Rahmen der Tariffestlegung durch die Bundesländer

Anreiz	Begründung	Stärke des Anreizes
Ausweitung des betriebsnotwendigen Vermögens (CAPEX) durch Investitionen in die Netze („Averch-Johnson-Effekt“; „gold-plating“)	Im Rahmen der RR wird das betriebsnotwendige Vermögen kalkulatorisch verzinst und bildet somit eine wesentliche Erlösquelle. Zudem ließ sich stets argumentieren, dass durch mehr Investitionen die Versorgungssicherheit verbessert würde.	sehr stark
Strategischer Betriebskosteneinsatz (OPEX)	Da Betriebskosten bis auf kleinere Abstriche meist anerkannt wurden, wurde dieser Posten u.a. dazu genutzt, dem EVU eine gute Akzeptanz bei den Mitarbeitern und beim politischen und gesellschaftlichen Umfeld zu verschaffen (dichte Personaldecke, Lohnzulagen, Sponsoring etc.).	stark
Überhöhung der Kostenprognose	Je höher der von der Strompreisaufsicht akzeptierte Kostenansatz war, desto stärker trugen Kosteneinsparungen zum Gewinn bei.	mittel
Mengenmaximierung bei gleichzeitiger Prognoseminimierung	Bei nicht im Nachhinein saldierter Mengenprognose war es rational, die Menge gegenüber der Preisaufsicht zu unterschätzen und dann alles dafür zu tun, die Prognose zu übertreffen. Denn: je höher der Absatz, desto höher der Umsatz und der Gewinn.	sehr stark
Erschwerung von Eigenversorgung oder Versorgung durch Dritte	Eigenversorgung oder Versorgung durch Dritte schmälerte die Absatzmenge der EVU und führte tendenziell zu steigenden Preisen für die restlichen Kunden, die sich nicht immer durchsetzen ließen. Daher war es betriebswirtschaftlich rational, diese Ansätze zumindest nicht zu unterstützen.	stark
Umsatzmaximierung	Unternehmensvorstände sind aus vielerlei Gründen häufig an hohen Umsätzen interessiert (Einkommen, Prestige etc.). Dieser Anreiz führte ebenfalls dazu, möglichst viele Kosten zu „produzieren“. <sup>26</sup>	mittel
Quersubventionierung	(Industrie-)Kunden, die glaubhaft mit dem Aufbau einer Eigenerzeugung oder mit Abwanderung „drohen“ konnten, wurde preislich entgegengekommen.	stark

<sup>26</sup> So störte es die Unternehmen offensichtlich nicht, dass ein Starkstromkabelkartell über viele Jahre hinweg überhöhte Kabelpreise in Rechnung stellte. Erst im Vorfeld der Liberalisierung 1997 flog dieses Kartell auf.

Insgesamt lässt sich diese Anreizstruktur für dezentrale Optionen in der Welt der K-Bogen-Regulierung wie folgt zusammenfassen:

- Für die integrierten Unternehmen bedeutete jede dezentrale Erzeugungsanlage, die zur Eigenversorgung oder zur Versorgung Dritter diente und nicht von ihnen selbst betrieben wurde, in der Regel eine Erlös- und Gewinneinbuße.<sup>27</sup> Es war daher betriebswirtschaftlich rational, die Errichtung dieser Anlagen möglichst zu verhindern oder sie allenfalls im Hinblick auf das politische und gesellschaftliche Umfeld zu dulden.
- Errichtung und Betrieb eigener Anlagen war immer dann attraktiv, wenn sie Verlustenergie kostengünstig bereitstellen konnten oder wenn dadurch die Bezugskonditionen gegenüber dem Vorlieferanten verbessert werden konnten und die Anlage sich ökonomisch rechnete. Häufig waren die Lieferverträge jedoch so gestaltet, dass eine Bezugsminderung zu höheren Durchschnittskonditionen führte und sich daher die eigene Anlage nicht mehr lohnte.
- Lastmanagementoptionen waren für die Unternehmen interessant im Hinblick auf eine Optimierung der Bezugsstruktur gegenüber dem Vorlieferanten. In Netzplanungen wurden sie in der Regel nicht einbezogen.
- Effizienzmaßnahmen beim Kunden (Least-Cost Planning) dienten vor allem zur Befriedung des Umfeldes und zur Verbesserung des Images und machten in der Form des Contracting nur dort ökonomisch Sinn, wo sich die einzelne Maßnahme in sich selbst rechnete. Das lag vor allem daran, dass das Problem der „entgangenen Erlöse“ preisaufsichtlich nicht gelöst wurde.

#### **2.4.2 Anreize im Rahmen der freiwilligen Verbändevereinbarungen**

Die Verbändevereinbarungen I, II und II+ orientierten sich in ihrem Kalkulationsleitfaden „Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung“ im Wesentlichen an den obigen Grundsätzen der K-Bogen-Regulierung, nun allerdings explizit angewendet auf die Netze.

Diejenigen Netzbetreiber, die die Verbändevereinbarung anwandten, unterlagen demnach nach wie vor der Rationalität einer Rentabilitätsregulierung. Hinzu kamen jedoch auch hier einige Besonderheiten:

- Eine Trennung zwischen Netz und Vertrieb ist bei den meisten Netzbetreibern bislang nicht über eine getrennte Buchhaltung hinausgekommen. Aber selbst dort, wo die beiden Wertschöpfungsstufen bereits gesellschaftsrechtlich entflochten wurden, führt eine Holding-Konstruktion die Interessen nach wie vor zusammen.

---

<sup>27</sup> Dies galt nur dann nicht, wenn die fremde Anlage die Bezugsstruktur gegenüber dem Vorlieferanten verbessern half.

- Vergleichsbetrachtungen zwischen Netzentgelten sind einfacher durchzuführen und darzustellen als Tarifvergleiche<sup>28</sup> und haben in der Öffentlichkeit zu einer erhöhten Aufmerksamkeit geführt. Diese Aufmerksamkeit wurde geschürt durch die Benchmarking-Berichte der Europäischen Kommission und insbesondere durch Äußerungen und Verfahren des Bundeskartellamtes, so dass die Entgelterhöhungsspielräume faktisch stärker eingegrenzt wurden.

Die Anreize im Rahmen der Netzentgeltfestlegung durch Selbstregulierung bei kritischem Umfeld unterschieden sich dadurch zum Teil erheblich von denen im Rahmen der Strompreisaufsicht, zum Teil gab es aber auch Übereinstimmungen:

*Tabelle 9: Anreize durch die Verbändevereinbarungen*

<b>Anreiz</b>	<b>Begründung</b>	<b>Stärke des Anreizes</b>
Investitionsabstinenz (CAPEX)	Durch ein faktisches Vergleichsmarktkonzept der Öffentlichkeit und des Bundeskartellamtes sowie durch das Fehlen einer Qualitätsregulierung sahen die Netzbetreiber wenig Veranlassung zu entgelterhöhenden Investitionen in die Netze; hinzu kamen häufig gestiegene Renditeanforderungen der Anteilseigner.	sehr stark
Quersubventionierung	Durch Minimierung von Vertriebsmargen konnten integrierte Netzbetreiber den Vertriebsmarkt nach einer etwas hilflosen Anfangsphase ökonomisch weitgehend abschotten.	sehr stark
Erschwerung von Eigenversorgung durch Dritte	Absatzeinbußen standen hier zwar zusätzliche Einnahmen durch vermiedene Netznutzungsentgelte gegenüber; gleichwohl ist der Saldo bei den integrierten Netzbetreibern negativ.	stark
Betriebskostensenkungen (OPEX)	Im Unterschied zur Situation vor der VV bestand nun vor allem durch das faktische Vergleichsmarktkonzept ein Druck, „unnötige“ Betriebskosten (z.B. LCP-Programme, F&E-Ausgaben, Überschusspersonal) zu vermeiden und notwendige Kosten zu senken.	stark
Mengenmaximierung	Jeder nicht vorhergesehene Mengenrückgang schmälerte nach wie vor den Erlös des Netzbetreibers und des Vertriebs.	stark

Insgesamt lässt sich die Anreizstruktur für dezentrale Optionen in der Verbändevereinbarungswelt wie folgt zusammenfassen:

<sup>28</sup> Seit der Liberalisierung gibt es zudem vielfältige neue Tarifangebote, die häufig nur schwer vergleichbar sind.

- Für dezentrale Erzeugungsanlagen, die zur Eigenversorgung oder zur Versorgung Dritter dienen, galt nach wie vor die gleiche Rationalität wie bei der K-Bogen-Regulierung.
- Anlagen, die ins Netz einspeisten (EEG-Anlagen, z.T. KWK-Anlagen), wurden politisch gefördert und konnten nicht verhindert werden. Gleichwohl gab es keinen Anreiz, sie zu unterstützen, da sie letztendlich mehr Kosten verursachten als sie an Zusatzeinnahmen generierten (siehe Kapitel 2.2).
- Errichtung und Betrieb eigener dezentraler Anlagen kam für die zu entflechtenden Netzbetreiber ohnehin nicht mehr in Frage.
- Lastmanagementoptionen waren für die Vertriebsabteilungen oder –gesellschaften weniger interessant geworden, da im Zuge der Liberalisierung die Leistungspreise stark gefallen waren. Das Interesse der Netzabteilungen oder –gesellschaften an diesen Optionen nahm dadurch bedingt ebenfalls ab, zumal der Zustand des Verteilnetzes in Deutschland ohnehin exzellent ist und es nur selten zu Engpässen kommt.
- Effizienzmaßnahmen beim Kunden standen der Rationalität der Vertriebsabteilungen oder –gesellschaften diametral entgegen, und für die Netzabteilungen oder –gesellschaften waren diese Optionen noch weiter entlegen als reine Lastmanagementoptionen.

## **2.5 Auswirkungen der Dezentralisierung auf die Kostenstrukturen des Verteilnetzbetreibers**

Durch das vorgeschriebene Unbundling ändern sich die Strukturen im ehemals integrierten Energieversorgungsunternehmen. Die einzelnen Funktionsbereiche entwickeln sich zu eigenständigen Dienstleistern.

Die früher in einem firmeninternen Regelkreis durchgeführten Optimierungen zwischen den Bereichen der dezentralen Einspeisungen (vorrangig eigener Anlagen), dem Vertrieb und dem Netzbetrieb sind aufgebrochen (s. auch 2.2).

Im liberalisierten Energiewirtschaftssystem fällt den Netzbetreibern durch das natürliche Monopol eine besondere Rolle zu. Sie unterliegen als isoliert stehende Dienstleister besonderen Regeln, der absoluten Gleichstellung aller Netznutzer. Hierbei ist besonders der Preis für diese Dienstleistung stärker als früher in den Fokus gerückt. Es sollen wirkungsvolle Instrumentarien geschaffen werden, die die Effizienz stärker bewertet und eine kostenbasierte Bepreisung ergänzt.

Für den Netzbetreiber fallen damit Kostenvorteile, die sie bei einer wirkungsvollen Integration dezentraler Erzeugungsanlagen in anderen Funktionsbereichen des Energieversorgungsunternehmens erzielen konnten, als wirtschaftliche Zielgröße weg. Es werden nur noch die Kosten im eigenen Bereich gewertet.

Die Erschließung dezentraler Erzeugungsoptionen belastet jedoch den Netzbetreiber gegenüber nur einer hinreichend dimensionierten Übergabestelle in vielfältiger Hinsicht:

**Anfragen**

- Planung von Netzeinbindungen
- Gewährleistung von Diskriminierungsfreiheit und Transparenz

**Kosten für Verstärkungen der Verteilungsnetze** (aufgrund gesetzlicher Bestimmungen oder nur indirekter Ursache-/Wirkung -Zusammenhänge nicht auf den Einspeiser abwälzbar)

- Leistungsverstärkungen von Übertragungsleitungen, Vorhaltung von Netzreserven
- Anlagenverstärkung / Begrenzung der Kurzschlussleistung
- Netzstabilität
- Ausbau Informationstechnologie für Netzleitsysteme

**Aufwendungen in der Betriebsführung**

- Beachtung mehrerer Betriebsparameter
- Gefahr von Rückspannungen
- Instabilität des Lastflusses, Umkehr der Lastflussrichtungen
- Blindenergiehaushalt
- Einstellungen der Schutztechnik

**Transaktionskosten**

- Verwaltung zusätzlicher Messstellen
- Verwaltung Einspeiseganglinien
- Vertragsmanagement

**Berechnungen**

- Energievergütungen und Zuschüsse
- Abwicklungen mit ÜNB
- WP-Testate

**Energiehändlerfunktion**

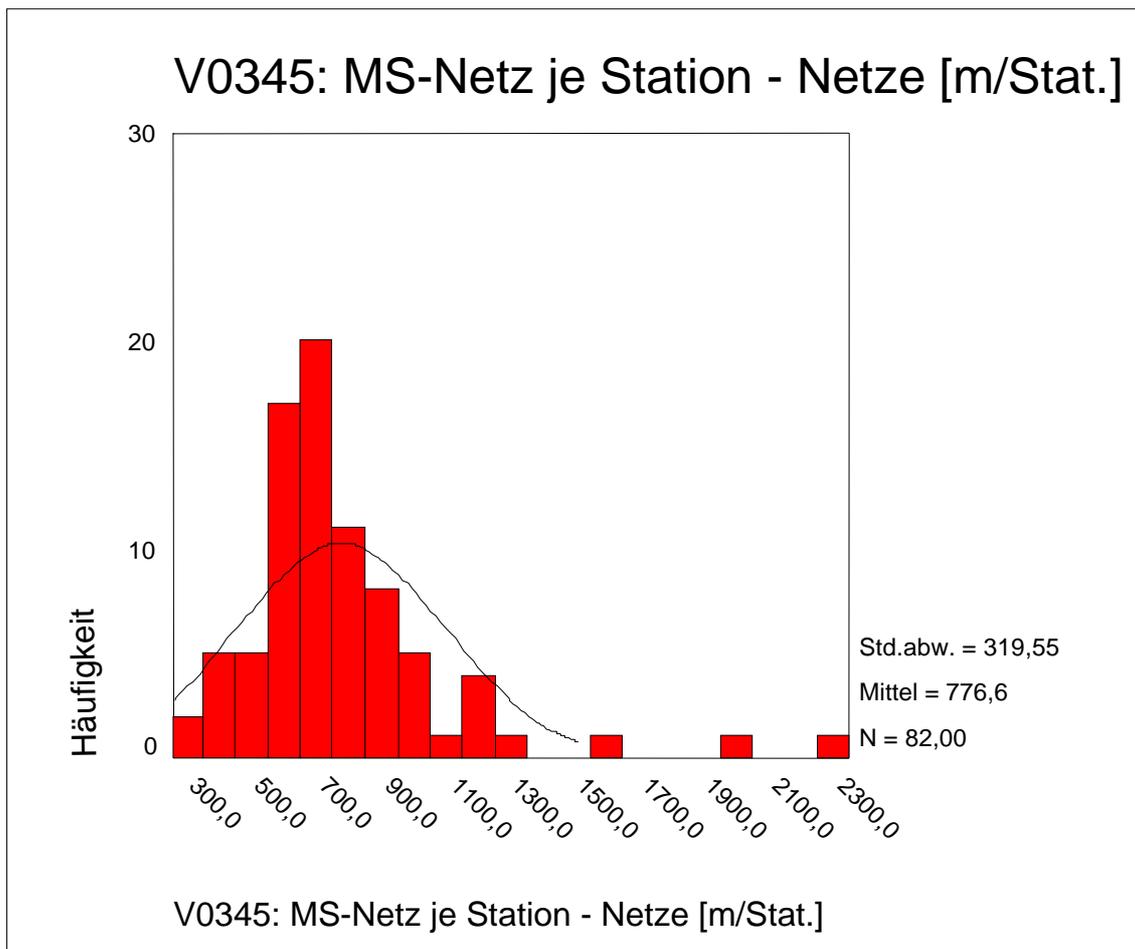
- Bei KWK-Einspeisungen: durch Aufnahmeverpflichtung zusätzlicher Aufwand für Energiehändlerfunktion
- Risiko aus Schere von vorgegeben Einkaufspreisen und variablen Verkaufspreisen für eine nicht beeinflussbare Produktqualität.

Diese Kosten bei Netzbetreibern durch die dezentralen Einspeiser sind je Anlage bezifferbar, sie streuen jedoch in einem sehr weiten Bereich. Üblicherweise werden diese Mehrkosten, die zumal in vielen Geschäftsprozessen „versteckt“ sind, nicht erfasst. Eine einzelanlagenbezogenen Kostenbetrachtung kann nur grundsätzlich die Aussage begründen, dass Mehrkosten entstehen. Einen Ansatz für die Mehrkosten für viele Anla-

gen und netzbetreiberübergreifend sollte eine empirische Auswertung der Kostenstrukturen zeigen.

Zur Ist-Analyse wurden Kosten aus einer Netzkostendatenbank verwendet und je Netz- und Umspannbereich ohne Kostenwälzung nach Kostenarten gegliedert. Basis der Datenlage ist das Geschäftsjahr 2003 für rund 120 Verteilnetzbetreiber aus allen Bundesländern der Bundesrepublik. Als statistisches Verfahren wird die multiple Regressionsanalyse mit einer Vielzahl von Strukturmerkmalen verwendet, die Kostenermittlungen basieren auf der Arbeitsanleitung nach VVII plus.

Abbildung 12: MS-Netz je Station



In Abbildung 12 ist dargestellt, dass beispielsweise 20 EVU über 600-700m Mittelspannungsleitungen je Transformator verfügen. Die Normalverteilungskurve gibt an, wie wahrscheinlich die einzelnen Werte für ein zufällig ausgewähltes Unternehmen auftreten würden. Zusätzlich sind statistische Basisinformationen wie Standardabweichung, Mittelwerte und Anzahl der zugrunde liegenden Netzbetreiber aufgeführt.

In nachfolgender Abbildung wird deutlich, dass über die Hälfte der untersuchten 112 Netzbetreiber keine dezentralen Einspeisungen im Niederspannungsnetz aufnehmen.

Bei 85% der Netzbetreiber beträgt die installierte dezentrale NS-Erzeugung weniger als 10% der NS-Entnahmeleistung.

Abbildung 13: Leistungsanteil dezentraler Einspeisung in NS

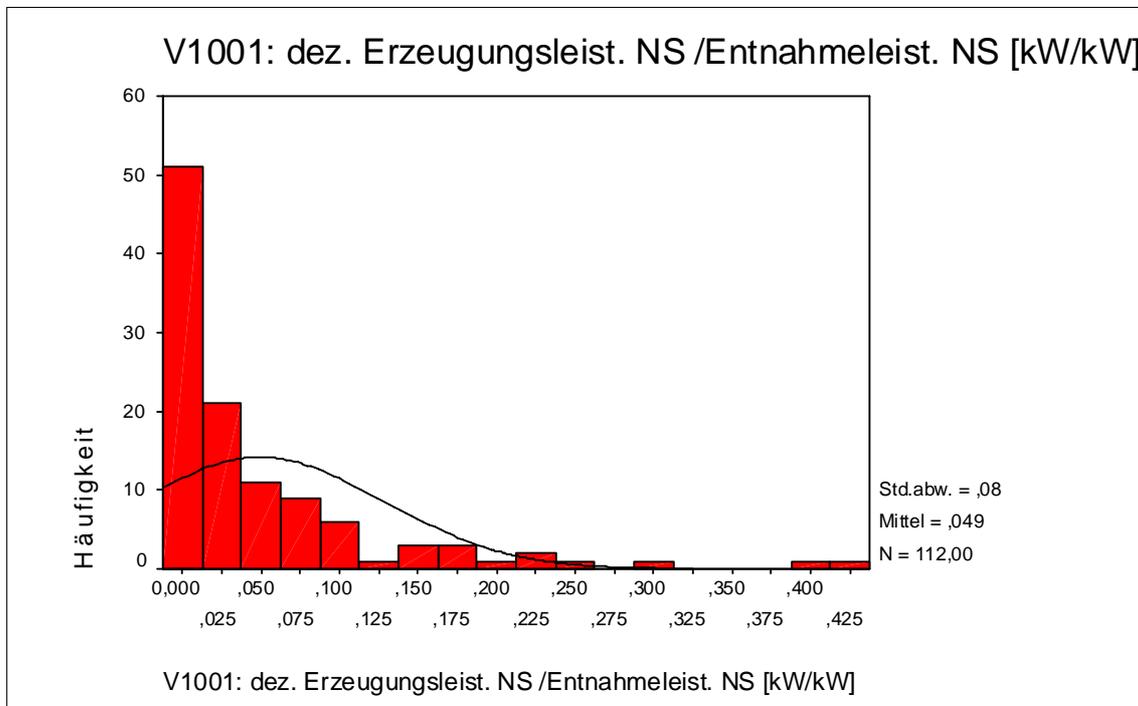
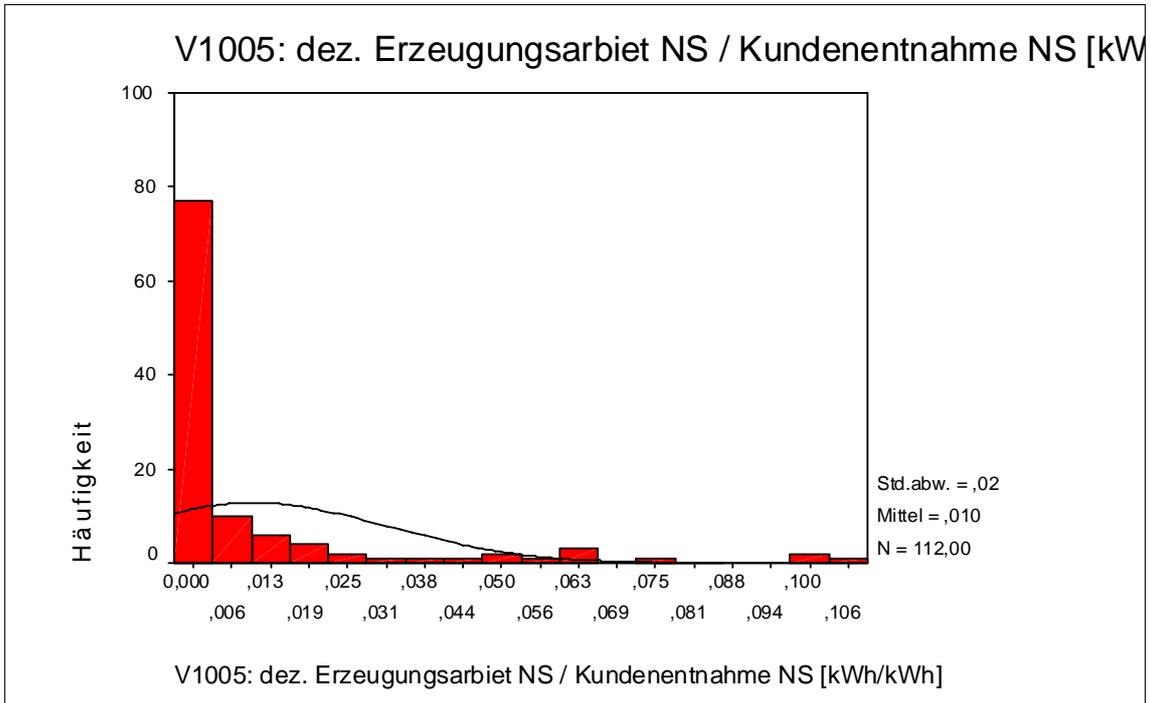


Abbildung 14: Arbeitsanteil dezentraler Einspeisung in NS



Nach Abbildung 14 werden im Mittel nur ca. 1% der NS-Entnahmarbeit durch dezentrale NS-Erzeuger gedeckt. Die Vollbenutzungsstunden der dezentralen NS-Einspeisungen liegt unter 1000 h/a.

Abbildung 15: Leistungsanteil dezentraler Einspeisung in MS und NS

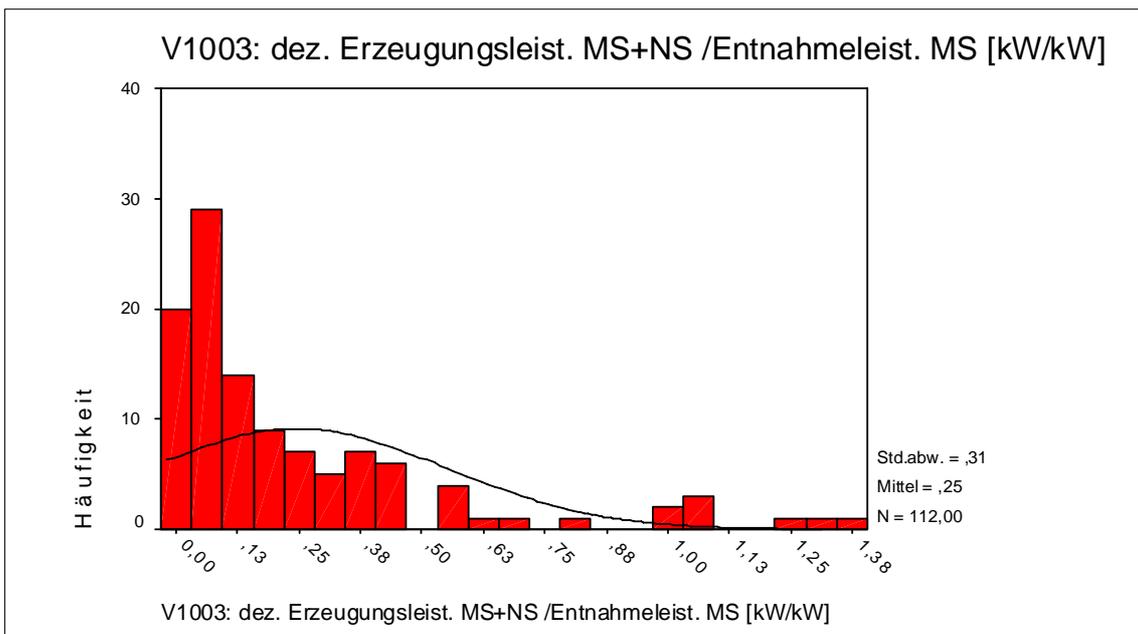
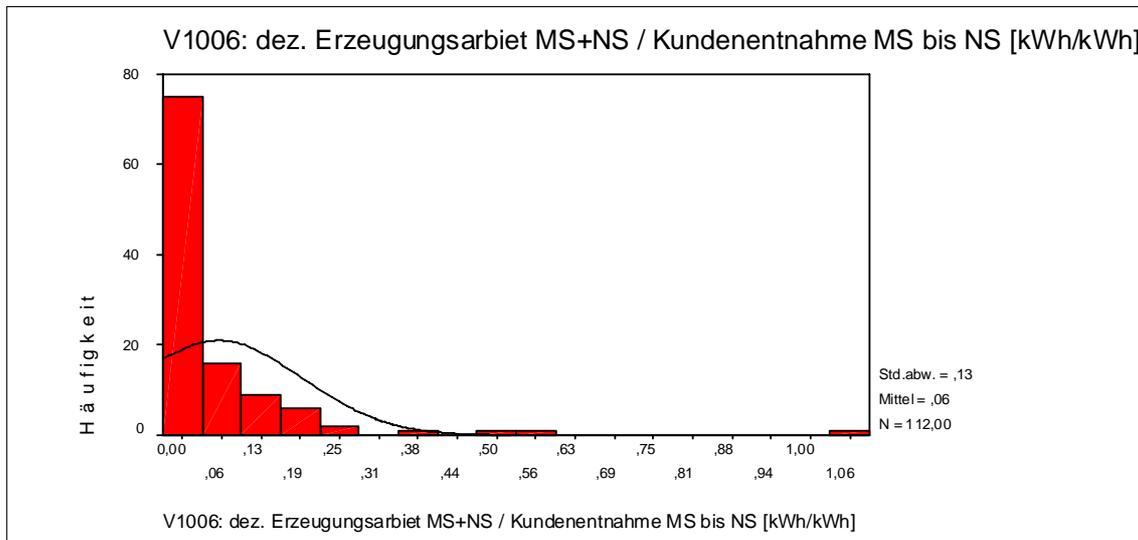


Abbildung 16: Arbeitsanteil dezentraler Einspeisung in MS und NS



Zur Einspeisung in die Mittel- und Niederspannungsebene ist nach Abbildung 15 und Abbildung 16 festzustellen, dass über 20% der Netzbetreiber noch keine Einspeisungen im Mittel- und Niederspannungsnetz angeschlossen haben. Bei 45% der Netzbetreiber beträgt die installierte Leistung weniger als 10% der kumulierten Entnahmeleistung. Bei 6% der Netzbetreiber übersteigt die angeschlossene Leistung die Entnahmeleistung. Im Mittel werden nur 6% der Entnahmemengen von dezentralen Einspeisern erzeugt. Die mittlere Benutzungsdauer der Einspeisungen liegt bei 1.200 h/a.

Die Extremfälle dezentraler Einspeisung mit äußerst geringen oder aber mit unterschiedlichen Leistungen sind relativ häufig anzutreffen.

Das Ergebnis war, dass kein signifikanter Zusammenhang zwischen den Netzkosten und der Anzahl der Erzeugungsanlagen oder der installierten dezentralen Erzeugungslleistung nachgewiesen werden konnte. Die unzweifelhaft vorhandenen Kosteneinflüsse gingen in der Streubreite absoluter und spezifischer Netzkosten unter. Das Bild änderte sich auch nicht nach einer Kostenkorrektur unter Berücksichtigung kostenrelevanter Strukturmerkmale der Versorgungsgebiete. Hierbei ist jedoch anzumerken, dass bei den in der Untersuchung einbezogenen Netzbetreibern der Anteil dezentraler Erzeugungsanlagen noch gering oder durch bereits mehrjährig eingebundene Anlagen gekennzeichnet war. Größere Zubauten von Windkraftanlagen waren die Ausnahme, die starke Ausweitung von Photovoltaikanlagen und die stärkere Verbreitung von Mini- und Mikro-BHKW wirkte erst richtig ab 2004.

Als Vertiefung wären noch Einzeluntersuchungen der Kostenstrukturen von Netzen mit hohen dezentralen Einspeisungen durchzuführen. Der Nachweis von einem Zusammenhang zwischen dezentraler Erzeugung und den Netzkosten ist unmittelbar relevant für die Berücksichtigung als kostenrelevantes Strukturmerkmal in einem Regulierungsverfahren und daher insgesamt von hoher Relevanz.

### 3 Das Leitbild eines aktiven Netzbetreibers und die Gestaltung unterstützender Rahmenbedingungen

Verteilnetzbetreiber (VNB) sehen in aller Regel ihre wesentliche Aufgabe darin, zentral erzeugten Strom des Lieferanten 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 und Aktivitäten 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.<sup>29</sup> Das Selbstverständnis eines solchen Netzbetreibers ist das eines Schlüsselakteurs und Systemmanagers in einem stärker dezentralisierten Stromsystem. Dieses grobe Leitbild gilt es im Folgenden stärker zu motivieren und auszugestalten.

Es wird dabei von einem Dezentralisierungs-Szenario ausgegangen, wie es in Kapitel 1 unter dem Stichwort „Decentralisation“ umrissen wurde und wie es in Dänemark bereits umgesetzt wird: 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.<sup>30</sup>

Für die Netzbetreiber ergeben sich im Dezentralisierungs-Szenario eine Reihe neuer Aufgabenstellungen, die in Kapitel 3.1 aufgefächert werden. Diese Aufgabenstellungen werden sie jedoch nur bereit sein zu übernehmen, wenn dies a) von ihnen erwartet wird und b) sie dafür entsprechende Erlöse erwarten können. Kapitel 3.2 diskutiert die dafür notwendigen Rahmenbedingungen. Schließlich ist noch zu prüfen, ob die neuen Aufgabenstellungen kompatibel sind mit den aktuellen rechtlichen Rahmenbedingungen, insbesondere den Unbundling-Vorschriften des Energiewirtschaftsgesetzes sowie den kommunalrechtlichen Restriktionen des Gemeinderechts im Falle kommunaler Netzbetreiber (Kapitel 3.3).

---

<sup>29</sup> Vgl. z.B. Mitchell 2000; van Werven/Scheepers 2005; s. auch European Commission 2003

<sup>30</sup> Damit soll nicht gesagt werden, dass ein solches radikal desintegriertes System, das auf sehr kleinen Anlagen (Mikro-KWK, einzelne Windanlagen, PV) beruht und das durch eine starke Dezentralisierung der Netze (Inselnetze, Mikro-Grids) charakterisiert ist, von vorneherein abgelehnt wird. Vielmehr gehen wir 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.

**Vorbemerkung: Zum ordnungspolitischen Selbstverständnis des Netzbetreibers**

Der Netzbetreiber hat im liberalisierten Strommarkt die Schlüsselfunktion eines technischen Mittlers zwischen den Wettbewerbsbereichen 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 hier keinerlei eigene Interessen. Überall dort, wo vor- und nachgelagerte Teilmärkte wettbewerblich organisierbar sind und dritte Akteure zum Zug kommen können, fungiert er als fördernder Koordinator oder „market maker“ (z.B. durch Ausschreibungsverfahren für Regenergie). 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 anbietet.

An dieser ordnungspolitischen Grundvorstellung wollen wir auch in unseren nachfolgenden Ausführungen zum aktiven Netzbetreiber prinzipiell festhalten.

**3.1 Das Spektrum neuer Aufgabenstellungen eines aktiven Verteilnetzbetreibers**

Ausgangspunkt aller Überlegungen zum aktiven Verteilnetzbetreiber sind drei Prämissen, denen die Ansicht gemein ist, dass das Strombereitstellungssystem künftig zunehmende Anteile dezentraler Anlagen im definierten Sinne enthalten wird, und die auch in der Perspektive nicht zur Disposition gestellt werden sollen:

1. Die Prämisse zunehmender Mengen dezentraler Erzeugung/Einspeisung ist politisch gesetzt. Die Gründe für diese politische Zielsetzung liegen zum einen darin, dass die Ziele des Klima- und Ressourcenschutzes in der Energiewirtschaft wohl nicht ohne dezentrale Stromerzeugung zu erreichen sind, zum anderen in der Perspektive höheren Versorgungssicherheit vor dem Hintergrund einer hohen Fehleranfälligkeit und Verwundbarkeit zentraler Systeme sowie in einer Stärkung der regionalen Wertschöpfung mit entsprechenden Arbeitsmarkteffekten. Die geringe Energiedichte erneuerbarer Energien und die dezentralen unvermaschten Wärmeverteilnetze sind die Ursache dafür, dass nahezu alle EEG- und alle KWKG-Anlagen dezentrale Anlagen sind und es außerhalb dieser beiden Gesetze kaum dezentral einspeisende Anlagen gibt.
2. Strom aus EEG-Anlagen und solcher aus KWK-Anlagen, die durch das KWK-Gesetz gefördert werden, *muss* in Deutschland von den Netzbetreibern abgenommen werden, ersterer sogar vorrangig (Abnahmepflicht / Priority dispatch). Die Netzbetreiber haben im EEG und KWKG wesentliche Funktionen zur Umsetzung des politischen Willens übernehmen müssen, da sie u.a. die Finanzströme zwischen Endkunden und Anlagenbetreibern herstellen.

3. Die Zahlung vermiedener Netznutzungsentgelte an dezentrale Anlagenbetreiber ist im Rechtsrahmen festgeschrieben, muss umgesetzt werden und gibt die wirtschaftlichen Optimierungslinien dezentraler Einspeisung vor. Sie kommt dem Einspeiser zugute unabhängig von der Frage, in welchem Umfang durch die dezentrale Einspeisung kurzfristig Netzkosten eingespart werden können. Vermiedene Netznutzungsentgelte sind einem System der kaskadenartigen Entgeltwälzung, wie es in der Verbändevereinbarung entwickelt wurde, inhärent.

Ausgehend von diesen zentralen Prämissen stellt sich die Frage, inwieweit sich dadurch die Stellung der Verteilnetzbetreiber im Gesamtsystem verändert und welche neuen Aufgabenstellungen auf sie zukommen, um den politischen Willen in Deutschland zu fördern bzw. zumindest nicht zu konterkarieren. Hierbei sind insbesondere folgende Teilfragen einzubeziehen:

- Lassen sich durch dezentrale Optionen Entscheidungen über Netzausbau/-verstärkungen verzögern oder gänzlich verschieben. Wie sind dezentrale Optionen in die Netzplanung zu integrieren?
- Kommen bei einer stärkeren Dezentralisierung der Strombereitstellung neue Kontroll- und Steuerungsaufgaben als Systemdienstleistungen auf die VNB zu, die zu einer stärkeren Integration von Verbund- und Verteilnetz führen? Und falls ja, welche sind das im einzelnen?
- Führt eine stärkere Dezentralisierung und/oder eine geänderte Aufgabenverteilung zwischen Verbundnetz- und Verteilnetzbetreibern dazu, dass die VNB auch die Nachfrageseite stärker in ihre Planungen einbeziehen müssen?
- Kann der Netzbetreiber die Standortwahl dezentraler Kapazitäten im Sinne einer Gesamtsystemoptimierung des Systems beeinflussen? Gibt es hier eine steuernde und/oder unterstützende Rolle für den VNB?
- Gibt es neben der Mengenerhöhung der dezentralen Einspeisung als Ziel der Politik eine dezentrale Effizienz als Ziel der Netzbetreiber?
- Wirkt die Dezentralisierung der Strombereitstellung einer Eigentums-Zentralisierung auch im Verteilnetzbereich, wie sie sich heute unter dem Druck der Liberalisierung abzeichnet, entgegen? Gibt es hier neue Gründe gerade für kleinere dezentrale Netzbetreiber, ihre Eigenständigkeit auf Dauer zu erhalten und die Politik davon zu überzeugen?

Im Folgenden beschreiben wir neue Aufgabenstellungen der Netzbetreiber in Bezug auf Einspeiser, eigene Anlagen, Eigenerzeuger und die Nachfrageseite, die wir vor dem Hintergrund der Leitbildvorstellung über einen aktiven Netzbetreiber vorschlagen und die die obigen Teilfragen zumindest teilweise einbeziehen. Im so genannten virtuellen Netzlastkraftwerk erfolgt eine Zusammenfassung der neuen Aufgabenstellungen.

### **3.1.1 Systematische Einbindung dezentraler Einspeiser**

Die Menge des dezentral eingespeisten Stroms ergibt sich aus den Investitionsentscheidungen der Anlagenbetreiber. In diese Entscheidungen gehen auch mit dem Netzbetrieb

zusammenhängende Kosten/Erlöspositionen wie die Netzanschlusskosten und die Erlöse aus vermiedenen Netznutzungsentgelten (VNNE) ein. Soweit der aktive Netzbetreiber einen Beitrag zur Senkung der Netzanschlusskosten und zur Maximierung der VNNE liefern kann, unterstützt er die Errichtung dezentraler Anlagen und damit die Ziele der deutschen Energiepolitik.

In Bezug auf den Netzanschluss führen die Regelungen des KWKG dazu, dass Anlagen mit Netzeinspeisung gebaut werden, die vor Gültigkeit des KWKG durchaus als Eigenzeugungsanlagen zur Verdrängung von Fremdbezug konzipiert worden wären. Das Netzeinspeiseerfordernis des KWKG hat jedoch in der Vergangenheit vielfach durch Pachtmodelle von Sammelschienen von Eigenerzeugern zur Umwidmung von verbrauchsnahe Eigenzeugungsanlagen in Netzeinspeiseanlagen geführt, so dass die Anlagen in den Genuss des KWK-Zuschlages kamen. Damit einher geht eine (rechnerische) Erhöhung der Entnahmen aus dem Netz, die jedoch wegen der Verbrauchsnähe der Erzeugung des "umgewidmeten" Eigenerzeugers zu kaum veränderten Lastflüssen im Netz führt.

Der Netzanschluss von EEG-Anlagen ist mit dem novellierten EEG und dem potentiellen Konfliktpunkt des technisch wirtschaftlichen Verknüpfungspunktes mit dem Netz bereinigt worden. Maßgeblich ist der Verknüpfungspunkt, der die geringsten Gesamtkosten für die Anbindung (Aufwand Anlagenbetreiber) und die Netzverstärkung (Aufwand Netzbetreiber) erfordert, also volkswirtschaftlich am vorteilhaftesten ist.

KWK- und EEG-Anlagen führen also in der Regel nicht zu verminderten Entnahmen aus dem Netz, da sie in den meisten Fällen als Einspeiseanlagen mit entsprechendem Netzanschluss ausgeführt werden.

Für die Vermeidung von Netznutzungsentgelten nach den neuen Regeln ist die Kenntnis des Lastgangs der Übergabe in die Einspeiseebene des Netzes unabdingbar. Da dieser Lastgang nur dem Netzbetreiber bekannt ist, besteht die Gefahr diskriminierendes Handelns, soweit eine Informationsvorenthaltung dem Einspeiser wirtschaftliche Nachteile bereitet.

Aktive Netzbetreiber würden nach unseren Vorstellungen versuchen, sich möglichen Investoren als Unterstützer und Kooperationspartner anzubieten. Die Rationalität hinter diesem offensiven Umgang mit Einspeisungen liegt kurzfristig in der weiteren möglichen Verminderung der Verteilnetzverluste und der Netzlast in Abhängigkeit der Verbrauchsnähe der Einspeisung, grundsätzlich aber in 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 nach KWKG und der Messung
- Ermittlung des volkswirtschaftlich günstigsten Verknüpfungspunktes von EEG- und KWK-Anlagen mit dem Netz
- Informationsbereitstellung zur Optimierung der VNNE
- Sicherung vorgelagerter Netzreserve

Da diese Leistungen vom aktiven Netzbetreiber erwartet werden, muss im Gegenzug die Refinanzierung der anfallenden Kosten gesichert sein. Diese hängt einerseits ab von der möglichen Zahlungsbereitschaft der Einspeiser für die angebotenen Leistungen<sup>31</sup>, zum anderen von der regulatorischen Absicherung dieser Form des Portfolio- und Risikomanagements.

Eine etwaige Verweigerung des Netzanschlusses wegen Kapazitätsmangels beispielsweise muss künftig nach §17 Abs. 2 EnWG begründet werden. Die Begründung muss aussagekräftige Informationen darüber enthalten, welche konkreten Maßnahmen und damit verbundene Kosten zum Ausbau des Netzes im Einzelnen erforderlich wären, um den Netzanschluss durchzuführen.<sup>32</sup> Der Gesetzgeber erwartet damit implizit, dass sich die Netzbetreiber intensiv mit allen Möglichkeiten dezentraler Einspeisung im Netzgebiet auseinandersetzen.

### 3.1.2 Eigene Anlagen der Verteilnetzbetreiber

Die Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen sind nach §10 Strom-NZV verpflichtet, Verlustenergie in einem marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren (Ausschreibungsverfahren) zu beschaffen. Von der Verpflichtung ausgenommen sind allerdings diejenigen Netzbetreiber, an deren Verteilernetz weniger als 100 000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind (de minimis Klausel). 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 inselständige KWK-Anlagen oder Diesel-Notstromaggregate sein, auf die die Netzbetreiber Zugriff nehmen können. Diese Anlagen können ebenfalls in das Netzlastmanagement des Netzbetreibers eingebunden werden.

---

<sup>31</sup> Nach § 17 Abs. 8 Strom-NEV dürfen Netzbetreiber allerdings aktuell keine anderen als die dort genannten Entgelte erheben, so dass dieser Weg zur Zeit versperrt ist.

<sup>32</sup> Diese Vorschrift betrifft zunächst nur alle Netzbetreiber mit mehr als 100.000 Kunden (de minimis Klausel). Allerdings ist im abgeschlossenen Gesetzgebungsverfahren von verschiedener Seite bereits der Wunsch geäußert worden, sie auf alle Netzbetreiber auszuweiten.

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.

### 3.1.3 Systematische Einbindung dezentraler Eigenerzeuger

Im Gegensatz zu dezentralen Einspeisern vermeiden Eigenerzeuger auch die Netzebene, an die der Eigenerzeuger angeschlossen ist. Ihre „Vergütung“ besteht in der Einsparung der Energie und der gesamten Netznutzungsentgelte der Anschlussebene für den eigen-erzeugten 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 VNB 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 Eigenerzeugungsanlage 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 des Eigenerzeugers nicht erforderlich sind.

In der Monopolzeit mit integrierter Versorgung standen die EVU den Eigenerzeugern vielfach kritisch gegenüber. Das lange Ringen der Industrie um angemessene Einspeisevergütungen ist ein beredtes Beispiel dafür. 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 seien benannt:

- 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 eine „stranded investment“-Situation entstehen, die nur regulatorisch aufgefangen werden kann.

### 3.1.4 Systematische Einbeziehung der Nachfrageseite

Die Netzlast kann analog zur dezentralen Einspeisung und zur Eigenerzeugung 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 Ziel in der Europäischen Union<sup>33</sup> 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 Effizienzlösungen durch Dritte.

Wichtig für den VNB ist 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 individuellen Höchstlast zur Minimierung der Höchstlast des Gesamtnetzes bietet sich für den aktiven Netzbetreiber an. Hierzu sind freie Lastabwurfkapazitäten des Abnehmers und ein Zugriff des Netzbetreibers erforderlich. Die gezielte Lastverlagerung zur Netzentlastung muss in der Regel mit finanziellen Anreizen für den aktiven Verbraucher verbunden werden. Als Stichpunkte der Tätigkeiten des aktiven Netzbetreibers in Bezug auf die Nachfrageseite seien benannt:

- Zugriff Lastabwurfschaltung (Kaskade)
- Energieeinsparung nach EU-Richtlinie
- gezielte "Negawatt"-Auktionen

### 3.1.5 Das virtuelle Netzlastkraftwerk als Integration und Management von Angebot und Nachfrage im Netzgebiet

Die Integration der vorgenannten Einzelelemente dezentraler Aktivitäten durch den VNB resultiert in einem „virtuellen Netzlastkraftwerk“ zur Steigerung dezentraler Effizienz. Der Betrieb des Netzlastkraftwerkes durch den Netzbetreiber stellt für ihn, die

---

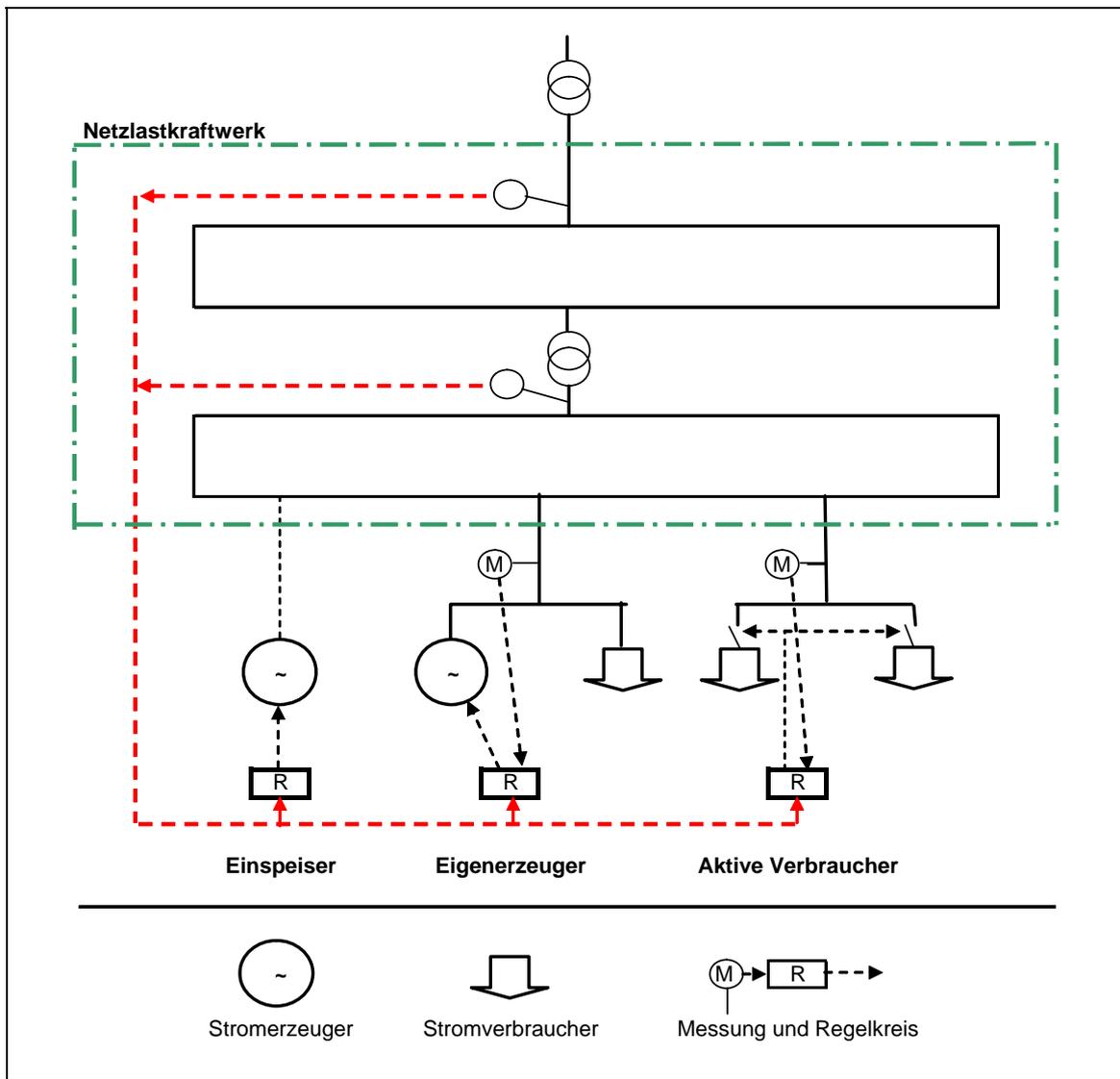
<sup>33</sup> Vgl. KOM(2003) 739 endgültig: Vorschlag für eine Richtlinie des Europäischen Parlaments und des Rates zur Endenergieeffizienz und zu Energiedienstleistungen, Brüssel, den 10.12.2003

Einspeiser, Eigenerzeuger und aktive Stromverbraucher ein erhebliches Wertschöpfungspotenzial dar.

Der arbeitsbezogene Umfang der Dezentralität kann mit dem Quotienten der eingespeisten zu den abgegebenen Strommengen je Netzebene ausgedrückt werden. Die Arbeitskomponente des Netzlastmanagements bedarf dabei keiner zusätzlichen Optimierung durch den Netzbetreiber, sondern sie ergibt sich aus dem Betrieb der Anlagen oder den Effizienzaktivitäten des Verbrauchers. Die alleinige Mengenbetrachtung liefert aber noch keine Aussage über die dezentrale Effizienz der Einspeisungen, die nur mit der vermiedenen Netzleistung steigt. Dezentrale Effizienz ist die Verminderung der in einem abgeschlossenen System zentral vorzuhaltenden Leistung zur Erfüllung einer Versorgungsaufgabe. Die dezentrale Effizienz kann in einem definierten Betrachtungszeitraum mit dem Quotienten der insgesamt vermiedenen Netzlast zur Netzhöchstlast, oder aber mit dem Quotienten der vermiedenen Netznutzungsentgelte (Auszahlungen an Einspeiser und EEG-Mechanismus) zu den je Netzebene gewälzten Kosten ausgedrückt werden. Dezentrale Effizienz führt zu einer volkswirtschaftlich sinnvollen Minderauslastung der Netze, die für den Netzbetreiber betriebswirtschaftlich durch Vermeidung von erforderlichen Ausbauinvestitionen vorteilhaft oder auch nachteilig durch Nichtauslastung vorhandener Betriebsmittel sein kann.

Die Funktionszusammenhänge im virtuellen Netzlastkraftwerk sind in Abbildung 17 beispielhaft mit einem Einspeiser, einem Eigenerzeuger und einem Verbraucher mit Lastabwurfschaltung dargestellt. Zur Erschließung und Optimierung der Leistungskomponente ist die Zusammenarbeit mit den Einspeisern, Eigenerzeugern und Stromabnehmern mit einem entsprechenden Management des Netzbetreibers unverzichtbar. Hierzu sind die erforderlichen EDV-Systeme aufzubauen, um das Zusammenspiel aller aktiven und passiven Elemente des Netzlastmanagements abzubilden und zu einem virtuellen Netzlastkraftwerk zu poolen.

Abbildung 17: Funktionalität des virtuellen Netzlastkraftwerkes



Dazu sind insbesondere erforderlich:

- Prognose des Netzlastgangs je Netzebene, Abbildung der Verteilverluste je Netzebene
- zeitabhängige freie Stromerzeugungspotenziale der dezentralen Einspeiser und Erzeuger
- zeitabhängige freie Lastabwurfpotenziale der aktiven Verbraucher
- fernwirktechnische Verbindung zur Steuerung und Erfassung aller Einspeiser und aktiven Verbraucher mit dem virtuellen Netzlastkraftwerk, Aufbau dezentraler Energiemanagementsysteme
- Vertragsmanagement mit den Teilnehmern am virtuellen Netzlastkraftwerk zur Vergütung der Leistungen mit den zugehörigen Abrechnungssystemen

Zur Unterstützung dezentraler Einspeisungen gehören angemessene Service- und Dienstleistungen mit dem Ziel, Informationsdefizite und Marktzutrittschancen abzubauen sowie Investitions- und Transaktionskosten für die Anlagenbetreiber zu senken. Diese Leistungen könnten beispielsweise bestehen aus

- Beratung über den bestmöglichen Netzanschluss und die damit verbundenen Kosten, Klärung der Installation einer Lastgangmessung
- allgemeine und spezielle Informationen über Charakteristika und Verlauf der Netzlasten mit Beistellung eines Signals über Hochlastzeiten des Netzes (Stellsignal Netzlastregelung)
- Beratung zur Erhöhung der disponiblen Kapazitäten von Anlagen (Rückkühlung bei KWK) zur aktiven Teilnahme am Lastmanagement
- Darstellung der Verfahren zur Ermittlung des Entgeltes für dezentrale Einspeisung auf der Grundlage der Strom-NEV mit Erläuterung des Verteilschlüssels bei mehreren Einspeisern
- Klärung der Vorteilhaftigkeit der tatsächlichen oder pauschalierten Ermittlung der Vermeidungsleistung
- Klärung von Reservenetzbestellung für und durch den einspeisenden Anlagenbetreiber und Eigenerzeuger

Mit dem Aufbau des virtuellen Netzlastkraftwerkes können gezielt Anreize zur Minimierung der kostenrelevanten Effekte des Netzbetriebes gesetzt werden. Als Servicebeitrag des Netzbetreibers gegenüber Einspeisern und aktiven Verbrauchern kann eine merit order der möglichen Netzentlastungen erstellt und Fenster für Potentiale der Leistungsvermeidung und der vorausschauenden Vermeidung von Netzerweiterungs- und -verstärkungsmaßnahmen ermittelt werden.

Dem volkswirtschaftlichen Nutzen dezentraler Effizienz steht mit dem virtuellen Netzlastkraftwerk ein Aufwand des Netzbetreibers gegenüber, der im bisherigen Regulierungskonzept keine Berücksichtigung gefunden hat (s. dazu im Einzelnen Kapitel 3.2). Der Aufwand ist entscheidend von der Anzahl der dezentralen Teilnehmer am virtuellen Kraftwerk und den zu installierenden messtechnischen Anlagen abhängig. Es ist erforderlich, dass eine praxisgerechte Definition dezentraler Effizienz gefunden wird und ihre Herstellung durch den Netzbetreiber in den Strukturmerkmalen der Netze Berücksichtigung findet.

### **3.1.6 Zusätzliche Beiträge zur Bereitstellung von Systemdienstleistungen und die Rolle der Netzbetreiber bei der Marktintegration dezentraler Ressourcen**

Die Erfahrungen in Dänemark (siehe Kapitel 1.2.3) zeigen, dass bei zunehmender Dezentralisierung der Erzeugung der Bedarf steigt, Verteilnetzbetreiber stärker zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit und –qualität heranzuziehen. Welche Aufgaben Verteilnetzbetreiber dabei im Einzelnen wahrnehmen können wird dort momentan im Rahmen des „System 21“-Programms intensiv zwischen dem neu geschaffenen Übertragungsnetzbetreiber eneginet.dk und den Verteilnetzbetreibern diskutiert (Information von energienet.dk, s. auch Bach et al. 2003).

In Deutschland müssen Verteilnetzbetreiber nach den gültigen Netz-Codes (Transmission, Distribution, Grid) zu folgenden Systemdienstleistungen beitragen:

- **Spannungshaltung**  
Dem VNB obliegt es, den Blindleistungshaushalt in seinem Netz auszugleichen. Dazu muss er Möglichkeiten zur Kompensation im Netz und in angeschlossenen Erzeugungsanlagen selbst bzw. über Verträge in geeignetem Umfang vorhalten, so dass die Einhaltung vorgeschriebener Grenzwerte bzw. vereinbarter Betriebsspannungsbänder ausreichend sichergestellt werden kann.
- **Versorgungswiederaufbau**  
Der VNB ist im Rahmen seiner Verantwortung für einen zuverlässigen Netzbetrieb und dessen Wiederherstellung nach Großstörungen verpflichtet, entsprechende Konzepte für präventive und operative Maßnahmen zu erstellen. Dazu gehören Inselbetriebsfähigkeit und Schwarzstartfähigkeit der Kraftwerke im Netzgebiet. Soweit erforderlich, sind die Maßnahmen mit vor- und nachgelagerten Netzbetreibern abzustimmen.
- **Betriebsführung**  
Zu den Aufgaben der Betriebsführung des Verteilungsnetzes gehören u. a. die Netzüberwachung, die Anweisung und Durchführung von Schalthandlungen, die Durchführung der Spannungshaltung sowie der Betrieb der notwendigen betrieblichen Mess- und Zählleinrichtungen.

Durch eine größere Anzahl dezentraler Anlagen entsteht zunächst ein höherer Aufwand für ihre Überwachung über die Netzleitstelle. Auf der anderen Seite nehmen dadurch auch die Möglichkeiten zu, die Anlagen zur Blindstromkompensation oder zum Versorgungswiederaufbau heranzuziehen (s. dazu auch Doll u.a. 1999). Letzteres setzt die Inselbetriebsfähigkeit der Anlagen voraus, die bei der Existenz einer Vielzahl von Anlagen in der Perspektive dazu führen kann, ganze Teilnetze des VNB inselbetriebsfähig zu machen, wo immer dies ökonomisch sinnvoll erscheint.

Stärkere Beiträge der VNB zu den Systemdienstleistungen, in die bei stärkerer Dezentralisierung auch die Frequenzhaltung einzubeziehen ist, führen damit einerseits zu neuen Aufgabenfeldern in Kooperation mit den Netznutzern, andererseits aber auch zu zusätzlichen Einnahmeströmen über die Netznutzungsentgelte.

Der Aufbau eines virtuellen Netzlastkraftwerks und die Übernahme einer stärkeren Systemverantwortung gehen damit Hand in Hand und definieren für die Netzbetreiber eine neue, aktive Rolle, die sie in enger Abstimmung und Kooperation mit den Netznutzern in ihrem Netzgebiet und den vorgelagerten Netzbetreibern ausfüllen sollten.

Es kann zu diesem Zeitpunkt noch keine Aussage darüber getroffen werden, welche Mindestgröße ein Netzgebiet haben müsste und wie viele dezentrale Optionen dort einbezogen werden müssten, damit sich der Betrieb eines virtuellen Netzlastkraftwerks und die Übernahme einer stärkeren Systemverantwortung auf Verteilnetzebene unter Nutzen-Kosten-Gesichtspunkten lohnen. Dies wäre einer weiteren Studie vorbehalten, wie sie in Kapitel 1.4 bereits motiviert wurde.

Mit zunehmendem Anteil dezentraler Ressourcen stellt sich weiterhin die Frage, wie diese nicht nur in die Netze, sondern auch in die Märkte integriert werden können. Das betrifft sowohl Strommärkte als auch die – teilweise noch zu schaffenden – Märkte für Systemdienstleistungen.

Aus der Sicht des Gesamtsystems kann diese Integration zusätzlicher Kapazitäten und Akteure einen Beitrag zur Stärkung des Wettbewerbs leisten. Auch die Frage, inwieweit wettbewerbliche Strommärkte in der Lage sind, ausreichend Erzeugungskapazität zur Verfügung zu stellen, kann durch die Einbindung dezentraler Ressourcen entschärft werden. Aus Sicht der dezentralen Ressourcen können dadurch zusätzliche Risiken entstehen – insbesondere dann, wenn sie bislang in Marktnischen betrieben werden – es können sich aber auch zusätzliche Einnahmemöglichkeiten entwickeln.

Bei der Integration dezentraler Ressourcen in die Märkte stellen sich mehrere Fragen:

1. Wie müssen die Märkte jeweils ausgestaltet sein, um eine Teilnahme dezentraler Ressourcen zu ermöglichen?

Hier geht es einerseits um Marktzutrittsbedingungen, die dezentralen Ressourcen den Zutritt diskriminierungsfrei ermöglichen. Zum anderen geht es aber auch um die Frage, inwieweit durch eine Dezentralisierung der Erzeugung und eine stärkere Einbeziehung der Nachfrage sich auch die Struktur des Gesamtsystems einschließlich der Märkte verändert und dezentraler wird. In dieser Frage unterscheiden sich auch die in Kapitel 1 dargestellten Szenarien „Accommodation“ und „Decentralisation“.

2. Welche technischen und organisatorischen Voraussetzungen müssen dezentrale Ressourcen erfüllen, um an diesen Märkten teilnehmen zu können?
3. Wie kann die Einbindung dezentraler Ressourcen in die Märkte konkret organisiert werden, bedarf es dabei eines Zusammenspiels zwischen Anlagenbetreibern und Dritten ?
4. Schließlich: Welche Rolle können dabei die Netzbetreiber spielen.

Im Rahmen dieser Studie interessieren wir uns vor allem für die zukünftige Rolle der Netzbetreiber und damit für die letzte Frage. Im vorhergehenden Abschnitt haben wir bereits darauf hingewiesen, dass wir bei zunehmend dezentraler Erzeugung eine stärkere Rolle der Verteilnetzbetreiber bei der Bereitstellung von Systemdienstleistungen für möglich halten.

Davon losgelöst ist die Frage zu beantworten, welche Rolle Verteilnetzbetreiber bei der Integration dezentraler Ressourcen in die Märkte spielen können. Dabei geht es vor allem um das Poolen verschiedener dezentraler Ressourcen zu „virtuellen Kraftwerken“ mit dem Ziel, diese marktfähig zu machen. Dieses Poolen wird z.B. in Großbritannien bereits vielfach praktiziert, u.a. weil dezentrale Anlagen dort – obgleich zahlenmäßiger sehr viel weniger als in Deutschland – bereits viel stärker in Märkte eingebunden sind (Ilex 2004; Campbell Carr 2005). Prinzipiell können verschiedene Akteure diese Aufgabe übernehmen:

- Neue Akteure, die sich auf diese Aufgabe spezialisieren
- Kraftwerksbetreiber
- Stromversorger/-händler
- Netzbetreiber

Ausgehend von dem ordnungspolitischen Selbstverständnis des Netzbetreibers, wie wir es zu Beginn von Kapitel 3 formuliert haben und wonach sich der Netzbetreiber in jenen Bereichen mit seinen Aktivitäten zurückhält, die wettbewerblich organisiert werden können und in denen Dritte zum Zuge kommen können, plädieren wir dafür, die Entwicklung in diesem Bereich abzuwarten und zunächst auf die anderen o.g. Akteure zu setzen.

### **3.2 Zielführende Ausgestaltung der Rahmenbedingungen zur Unterstützung aktiver Netzbetreiber**

Wie die Beispiele in Kapitel 2.3 und das Spektrum der Aufgabenfelder in Kapitel 3.1 bereits aufgezeigt haben, hängen die gewünschten Aktivitäten des aktiven Netzbetreibers fundamental von denjenigen gesetzlichen Rahmenbedingungen ab, die a) ein bestimmtes Handeln vorschreiben, b) die notwendigen Erlöse zur Finanzierung der Aktivitäten absichern und c) den Netzbetreibern soweit notwendig Steuerungsmöglichkeiten gegenüber Dritten (Anlagenbetreibern) geben. Dabei ist das aktuell in Kraft getretene, novellierte Energiewirtschaftsgesetz mit seinen Verordnungen (v.a. Stromnetzentgelt- und Stromnetzzugangs-Verordnung/NEV und NZV) Dreh- und Angelpunkt aller Ausgestaltungsansätze.

Um die Diskussion über die Gestaltung der Rahmenbedingungen zu begrenzen, gehen wir im Folgenden davon aus, dass die Interessen der Netzbetreiber von denen der Wettbewerbsbereiche Stromerzeugung/Großhandel und Einzelhandel/Vertrieb strikt getrennt sind. Mit welcher Form des Unbundling dies gewährleistet werden kann, soll hier nicht diskutiert werden.

Die Erlöse der Stromverteilnetzbetreiber lassen sich im Wesentlichen auf zwei Zahlungsströme zurückführen:

- Netznutzungsentgelte inkl. Messung und Abrechnung sowie
- Netzanschlussgebühren zzgl. Baukostenzuschüsse,

von denen der erste der dominierende ist. Beide Zahlungsströme werden in Zukunft von der Bundesnetzagentur (BNetzA) reguliert, unterliegen also jeweils einem noch genauer auszuarbeitenden und festzulegenden Regulierungsschema. Die Ausführungen in diesem Kapitel verstehen sich als Beitrag, in diesem Schema diejenigen Gestaltungsfenster zu identifizieren, die für aktive Netzbetreiber von hoher Wichtigkeit sind, und Vorschläge für ihre Ausgestaltung zu machen.

#### **3.2.1 Rechtliche Verankerung der Aufgaben eines aktiven Netzbetreibers**

Um die Umorientierung im Selbstverständnis der Stromnetzbetreiber zu beschleunigen und die regulatorische Flankierung der damit verbundenen neuen Aktivitäten abzusi-

chern, wäre es hilfreich, wenn der Gesetzgeber diese Rolle ausdrücklich festschreiben würde. Die Möglichkeit dazu ergibt sich aus dem bereits in der Einführung erwähnten § 14 Abs. 2 EnWG, in dem es heißt:

*„Bei der Planung des Verteilernetzbaus haben Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen die Möglichkeiten von Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen und dezentralen Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen. Die Bundesregierung wird ermächtigt, durch Rechtsverordnung ohne Zustimmung des Bundesrates allgemeine Grundsätze für die Berücksichtigung der in Satz 1 genannten Belange bei Planungen festzulegen.“*

Wie die Berücksichtigung dezentraler Optionen in der Planung erfolgen soll, ist derzeit noch völlig offen. In der in Aussicht gestellten Rechtsverordnung müssten u.a. die Methodiken einer Nutzen-Kosten-Analyse der Netzbetreiber im Hinblick auf den geforderten Abwägungsprozess festgelegt, Planungshorizonte abgegrenzt sowie Kostenwälzungen und Risikoaufteilungen geregelt werden. Eine Alternative dazu wäre eine Verfahrensweisung des Regulators, die den Netzbetreibern ebenfalls Rechtssicherheit für ihre Aktivitäten auf diesem Felde bieten würde.

### **3.2.2 Erwünschte und unerwünschte Anreize im künftigen Festlegungsverfahren für Netzentgelte**

Mit jedem Verfahren der Festlegung von Netznutzungsentgelten sind monetäre Anreize für den Umgang mit dezentralen Optionen verbunden. Wenn man wie in Deutschland die Chance hat, dieses Verfahren von Grund auf neu zu gestalten, ist es sicherlich hilfreich, sich zunächst einmal grundsätzlich über erwünschte und unerwünschte Anreize Gedanken zu machen. Diese Anreize zielen allerdings neben dem Umgang mit dezentralen Optionen auch generell auf das Selbstverständnis eines Netzbetreibers im liberalisierten Strommarkt.

Unseres Erachtens sollte das künftige Verfahren zumindest folgende Anreize für die Netzbetreiber enthalten:

- 1. Anreize zur Effizienzsteigerung im Hinblick auf die beeinflussbaren Kosten**
- 2. Anreize zur Aufrechterhaltung eines definierten Standards an Versorgungsqualität**
- 3. Anreize zur Steigerung der Servicequalität gegenüber allen Netznutzern (Endkunden, Anlagenbetreiber, Drittversorger)**
- 4. Neutralisierung des Mengenanreizes**
- 5. Anreize zur Optimierung der künftigen Netzinvestitionen unter volkswirtschaftlichen Aspekten („Systemoptimierung“)**

Bei der konkreten Ausgestaltung der Anreize wird man stets eine Mischung aus Belohnungen für überdurchschnittliche Leistungen und Sanktionen für unterdurchschnittliche Leistungen oder Nichtbefolgung verfolgen müssen.

## **zu 1. Anreize zur Effizienzsteigerung im Hinblick auf die beeinflussbaren Kosten**

Die bisherigen Verfahren zur Festlegung der Netznutzungsentgelte gaben nur unzureichende Anreize zur Effizienzsteigerung und damit verbunden zur Kosteneinsparung bei den Netzbetreibern (s. dazu Kapitel 2.4). Ziel jeglicher Art von „Anreizregulierung“ ist es daher, vorhandene Rationalisierungspotenziale zu erschließen und dadurch Kostensenkungen zu erreichen.

Im Verteilnetzbereich sind hier folgenden vier Kostenkomponenten zu unterscheiden:

- (laufende) Betriebskosten
- Abschreibungen und Kapitalkosten
- Kosten vorgelagerter Netze
- staatlich auferlegte Kosten

Kurzfristig beeinflussbar sind lediglich die laufenden Betriebskosten, mittel- und langfristig beeinflussbar sind die Investitionen und damit verbunden die Abschreibungen und Kapitalkosten. Keinen Einfluss haben die Netzbetreiber auf die Kosten der vorgelagerten Netze und auf die staatlich auferlegten Kosten, so dass diese beiden Kostenblöcke nicht von einer Anreizregulierung adressiert werden können.

Eine Effizienzsteigerung beim Investitionsverhalten beinhaltet folgende Aspekte:

- Vermeidung „unnötiger“ Investitionen
- Kostengünstigkeit der durchgeführten Investitionen (Komponenten, Finanzierung, Synergien, ...)
- Qualitätssteigerung bei gleichen Kosten

Im Hinblick darauf, dass die Netzbetreiber dazu beitragen können, dass volkswirtschaftlich sinnvolle dezentrale Optionen systematisch erschlossen werden, ist es notwendig, dass die Netzentgeltfestlegung an der Kostenorientierung festhält und diejenigen Ausgaben, die kurzfristig bei dieser „Systemoptimierung“ im Netzgebiet anfallen, vorbehaltlich ihrer Kosteneffizienz anerkennt bzw. durch das Setzen von Anreizen die entsprechend handelnden Netzbetreiber belohnt.

## **zu 2. Anreize zur Aufrechterhaltung eines definierten Standards an Versorgungsqualität**

Eines der wesentlichen Spannungsfelder der Netzentgeltregulierung liegt zwischen dem Anreiz zur Effizienzsteigerung auf der einen Seite und der Gefahr einer Verschlechterung der Versorgungsqualität auf der anderen Seite. Daher ist jede Art der Anreizregulierung zur Vermeidung dieses unerwünschten Anreizes gezwungen, die Einhaltung eines zu definierenden Standards an Versorgungsqualität zu kontrollieren und Verstöße zu sanktionieren bzw. Übererfüllungen zu belohnen.

International orientiert sich eine solche Qualitätsregulierung an der Überprüfung von Kennziffern wie (vgl. Ajodhia et. al., 2005)

- mittlere Häufigkeit von Versorgungsunterbrechungen pro angeschlossenem Kunden
- mittlere Dauer von Versorgungsunterbrechungen pro angeschlossenem Kunden
- mittlere Unterbrechungsdauer eines unterbrochenen Kunden.

Je stärker die Erlöse der Netzbetreiber durch die Qualitätsregulierung beeinflusst werden, desto stärker könnte der Anreiz werden, die Risiken durch eine vernetzte dezentrale Bereitstellungsstruktur zu minimieren.<sup>34</sup>

### zu 3. Anreize zur Steigerung der Servicequalität gegenüber allen Netznutzern

Ähnlich wie unter 2. sind auch im Bereich der Servicequalität für die Netzbetreiber Standards zu definieren, die nicht unterschritten werden dürfen. Mögliche Kennziffern sind hier

- Zeitraum bis zur Beseitigung von Störungen
- Reaktionszeit auf Beschwerden
- Zeitraum, in dem ein beantragter Netzanschluss realisiert wird
- Effizienz des Netzparallelbetriebes dezentraler Anlagen

Im Hinblick auf die Servicequalität für dezentrale Einspeiser könnte beispielsweise das Bestreben des Netzbetreibers, die Gesamtanschlussleistung dezentraler Anlagen zu maximieren und den Betrieb dieser Anlagen effizient in den Netzbetrieb einzubinden, honoriert werden.

### zu 4. Neutralisierung des Mengenanreizes

Es sollte grundsätzlich nicht Aufgabe eines neutralen Verteilnetzbetreibers sein, die Menge des durch sein Netz durchgeleiteten Stroms beeinflussen zu wollen.<sup>35</sup>

In den meisten möglichen Festlegungsverfahren für Netznutzungsentgelte hat der Netzbetreiber jedoch einen Anreiz, die Menge der durchgeleiteten kWh zu maximieren bzw. die ursprüngliche Mengenprognose zumindest nicht zu unterschreiten. Der Anreiz wird noch gesteigert, wenn der Netzbetreiber weiterhin mit der Vertriebsstufe verflochten ist. Zu berücksichtigen ist hierbei, dass sich die Mengenanreize immer komplementär für Netzbetreiber und Netznutzer ausgestalten. In den üblichen Preissystemen mit Arbeits- und Leistungselementen führen z. B. hohe Arbeitspreise zu einem – umweltpolitisch gewollten – Einsparanreiz beim Netznutzer, jedoch auch zu einem Anreiz der Mengen-

---

<sup>34</sup> Umsetzungsprobleme ergeben sich bei der Betrachtung kleiner Netzbereiche, da hier eine große Streuung der jährlichen Ergebnisse vorliegt und nur langjährige Mittelwerte herangezogen werden können.

<sup>35</sup> Abgesehen davon, dass ein entflochtener, neutraler Netzbetreiber theoretisch auch keine Möglichkeiten mehr besitzt, die Kundennachfrage und damit die Menge der durchgeleiteten kWh zu beeinflussen, stellt die optimale Auslastung des Netzes zumindest kurzfristig keine sinnvolle ökonomische Zielsetzung dar. Überdimensionierte Netze auf Grund von (unvermeidbaren) Planungsfehlern sind als „stranded investments“ zu betrachten, deren Kosten bei Nichtanwendbarkeit des Verursacherprinzips zu sozialisieren sind.

erhöhung beim Netzbetreiber. Dieser Mengenanreiz kann durch eine Saldierung neutralisiert oder zumindest abgeschwächt, die periodisch Mengenprognose und Ist-Absatz abgleicht und den Saldo in die neue Periode vorträgt.

Die Neutralisierung des Mengenanreizes ist in vielfacher Hinsicht besonders wichtig, da mit ihm wichtige Elemente dezentraler Effizienz erreicht werden können:

- Ungeplanter Ausbau von Stromeigenversorgung bei Kunden im Netzgebiet innerhalb eines Regulierungszyklus schmälert nicht mehr die Erlöse des Netzbetreibers
- Ungeplante, spürbare Effizienzaktivitäten der Kunden im Netzgebiet schmälern ebenfalls nicht mehr die Erlöse
- Ungeplante Bildung von Areal- und Werksnetzen ist unter dem Strich ebenfalls erlösneutral für den Netzbetreiber.

Insbesondere bei längeren Regulierungszyklen hätte der Netzbetreiber ohne eine Mengensaldierung einen hohen Anreiz, diese Aktivitäten zu erschweren bzw. zu unterbinden – unabhängig davon, ob diese volkswirtschaftlich sinnvoll sind oder nicht. Der Anreiz wird bei unzureichender Entflechtung von Netz und Vertrieb noch einmal gesteigert, da dem Netzbetreiber neben einem Deckungsbeitrag zum Netz auch noch die Vertriebsmarge entgehen würde.

Gleichwohl hat der Netzbetreiber auch bei einer Mengensaldierung noch einen Anreiz, seine durch das Netz durchgeleitete Strommenge zumindest stabil zu halten, um einen Anstieg der Netzentgelte bei verringerter durchgeleiteter Strommenge zu verhindern. Höhere Entgelte könnten nämlich bei den Kunden tendenziell dazu führen, die oben aufgeführten Aktivitäten zu steigern, was wiederum zu steigenden Netzentgelten führen würde usw. Eine vollständige Neutralisierung des Netzbetreibers gegenüber seiner durchgeleiteten Menge ließe sich daher nur dann erreichen, wenn das Verfahren der Netzentgeltfestlegung die Erlöse vollständig von der Menge entkoppelt und die Entgelte damit auch nicht mehr auf die kWh bezogen würden. Ob eine solche weitgehende Entkopplung ökonomisch sinnvoll ist, soll hier nicht weiter analysiert werden.<sup>36</sup>

## **zu 5. Anreize zur Optimierung der künftigen Netzinvestitionen unter volkswirtschaftlichen Aspekten („Systemoptimierung“)**

Wie weiter oben bereits ausgeführt, sehen die Europäische Binnenmarkttrichtlinie und das novellierte Energiewirtschaftsgesetz einen Abwägungsprozess bei den Netzbetreibern dahingehend vor, dass jede Nachrüstungs- oder Ersatzinvestition mit den Möglichkeiten von Energieeffizienz-/ Nachfragesteuerungsmaßnahmen und/oder dezentrale Erzeugungsanlagen abgeglichen werden soll, was letztlich heißen würde, dass die Netz-

---

<sup>36</sup> Es gibt Entkopplungsansätze wie beispielsweise den sogenannten Revenue-Per-Customer-Cap, der eine Erlösobergrenze pro Endkunde festlegt – unabhängig von der Menge der bezogenen kWh - und dadurch beim Netzbetreiber Anreize für eine Absatzminimierung gibt (vgl. Leprich 1994, S.291 ff). In Bezug auf die Netznutzer wäre dies volkswirtschaftlich gesehen sicherlich ein unerwünschter Anreiz und daher ebenfalls zu neutralisieren.

betreiber ihr Handlungsportfolio um diese Optionen erweitern und ihren Aktivitäten einen erweiterten Systembegriff zugrunde legen müssten. Auf Grund der Entflechtungsvorschriften ist zwar nicht davon auszugehen, dass die Netzbetreiber diese Optionen selbst bereitstellen müssen, aber sie müssen Wege finden, sie durch Dritte zuverlässig bereitstellen zu lassen, wenn der erweiterte Systemvergleich zu dem Ergebnis kommt, dass ihre Realisierung volkswirtschaftlich kostengünstiger ist als Nachrüstungs- oder Ersatzinvestitionen. Bei der Festlegung der Netzentgelte müssten mindestens die Kosten, die dem Netzbetreiber bei der Erwägung und Sicherung dieser Optionen entstehen, anerkannt werden.

Im Folgenden werden Ansätze aufgezeigt, diese Anreize in das künftige Netzentgeltverfahren zu integrieren.

### **3.2.3 Ansätze im künftigen Netzentgeltverfahren**

Ausgangspunkt für die zielführende Ausgestaltung der Netzentgeltregulierung zur Unterstützung aktiver Netzbetreiber ist die Neutralisierung von negativen Anreizen für den Netzbetreiber gegenüber der Erschließung und systematischen Einbeziehung dezentraler Optionen in seinem Netzgebiet. Konkret geht es darum, seine finanzielle Situation zumindest nicht zu verschlechtern,

- egal wie viele volkswirtschaftlich sinnvolle dezentrale Anlagen er in seinem Netzgebiet anschließt
- egal wie viele volkswirtschaftlich sinnvolle dezentrale Anlagen in sein Netz einspeisen
- egal wie viel zusätzliche Eigenerzeugung errichtet wird
- egal wie effizient die Endkunden künftig mit Strom umgehen.

Darüber hinaus soll er sich im Sinne des § 14 Abs. 2 EnWG in all jenen Fällen für die dezentralen Optionen entscheiden, in denen sie bei einer Vollkostenbetrachtung kostengünstiger sind als der Netzausbau/die Netzverstärkung.

Schließlich ist über zusätzliche positive Anreize für den Netzbetreiber nachzudenken, volkswirtschaftlich sinnvolle und politisch erwünschte dezentrale Optionen gezielt zu fördern.

#### **3.2.3.1 Bestandteile der Ermittlung der Netznutzungsentgelte**

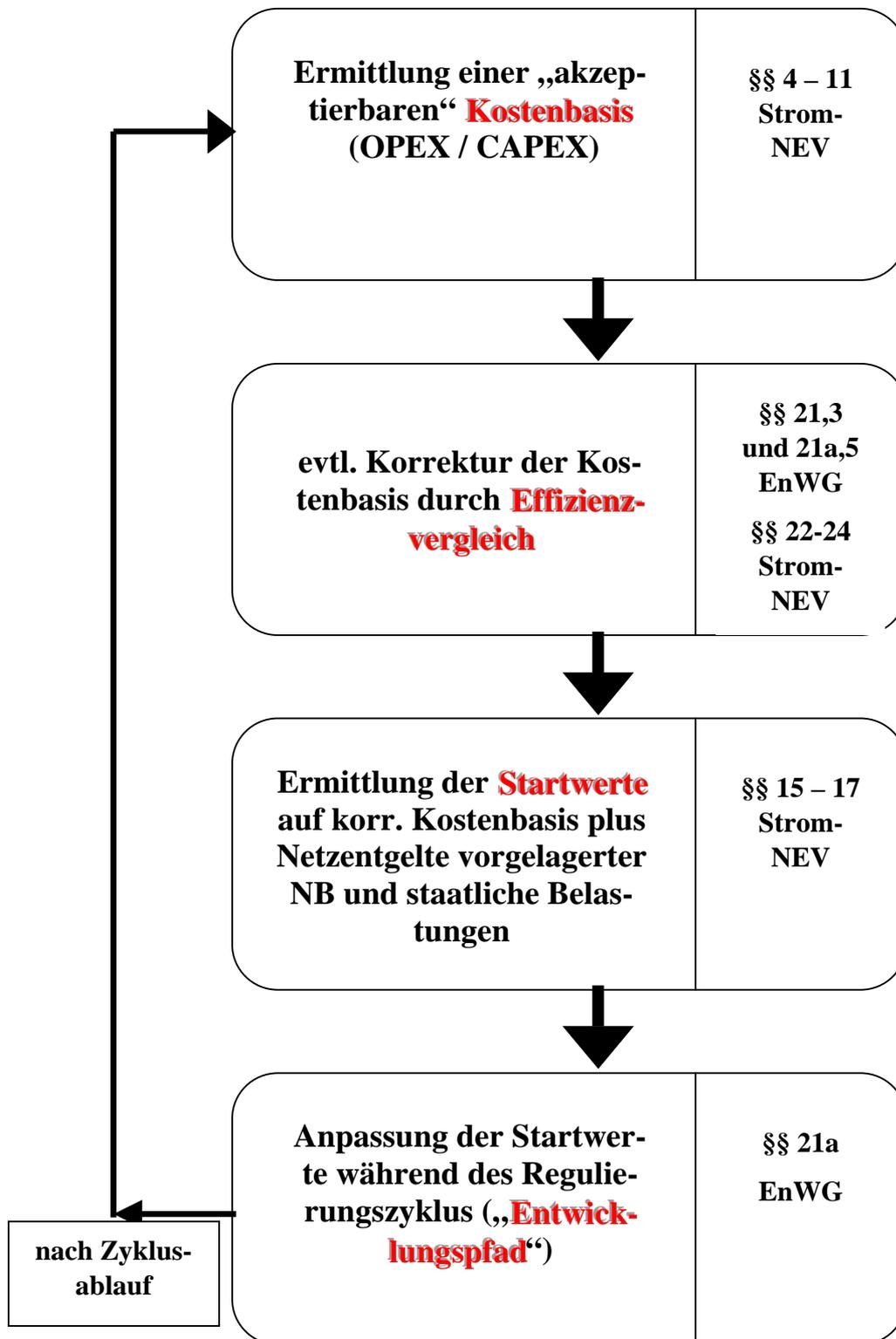
Auf der Grundlage der Regelungen im Energiewirtschaftsgesetz und in der Stromnetzentgeltverordnung (Strom-NEV) werden Netznutzungsentgelte künftig wie folgt festgelegt:

1. Ermittlung einer Kostenbasis, bestehend aus Betriebskosten (OPEX) und Kapitalkosten (CAPEX)
2. Evtl. Modifizierung der Kostenbasis auf der Grundlage eines Effizienzvergleichs
3. Ermittlung der Startwerte für die Netznutzungsentgelte auf der Grundlage der Kostenbasis unter Einbeziehung durchlaufender Kostenpositionen

4. Automatische Anpassung der Startwerte innerhalb eines definierten Regulierungszyklus („Entwicklungspfad“)
5. Nach Ablauf des Regulierungszyklus: erneuter Start mit Schritt 1

Die folgende Abbildung fasst das Festlegungsverfahren für Netznutzungsentgelte noch einmal auf einen Blick zusammen.

Abbildung 18: Künftige Festlegung der Netznutzungsentgelte



Im Folgenden werden für die Schritte 1 bis 4 Regelungen aufgezeigt, die im Sinne der obigen Vorgaben bei der Netzentgeltregulierung berücksichtigt werden müssen.

### 3.2.3.2 Ansatzpunkte bei der Ermittlung der Kostenbasis

Die Kostenbasis für die Ermittlung der Netznutzungsentgelte besteht aus der Summe der *prognostizierten* Betriebs- und Kapitalkosten für das erste Jahre des Regulierungszyklus, der zwischen 2 und 5 Jahre umfassen kann.

#### a) Betriebskosten / OPEX (operating expenses)

Bei der Prognose der Betriebskosten ist darauf zu achten, dass die *absehbaren Kosten*, die durch die Erschließung dezentraler Optionen künftig anfallen, als Kostenart explizit berücksichtigt werden. Dazu gehören zunächst die in Kapitel 2.5 aufgelisteten Aufwendungen in der Betriebsführung, für Transaktionskosten, Serviceleistungen und sonstige Verwaltungskosten. Möglicherweise können hier Kennziffern entwickelt werden, die einen Bezug zwischen der dezentralen Option und ihren durchschnittlich verursachten Kosten für den Netzbetreiber herstellen. Ein Durchschnittskostenansatz auf Kennziffernbasis, der in die Prognose einfließt, hätte zudem den Vorteil, einen Effizianzreiz zu geben.

Für die Kosten derjenigen dezentralen Optionen, deren Erschließung zu Beginn des Regulierungszyklus *nicht* absehbar war, sind zwei Regelungen vorstellbar:

1. jährliche nachholende Anpassung dieser Kosten innerhalb des Regulierungszyklus durch einen Ausgleichsfaktor z.B. in der Anpassungsformel (Z-Faktor) (vgl. dazu 3.2.2.5)
2. Vortrag der kumulierten aufgezinnten Kosten des aktuellen Regulierungszyklus auf den nächsten Zyklus und unmittelbare Einstellung in die neue Betriebskostenprognose<sup>37</sup>

Um den Netzbetreibern bei dieser neuen Regelung Verlässlichkeit zu signalisieren, plädieren wir zumindest bei den ersten Regulierungszyklen für Regelung 1).

Vergütungen, die Netzbetreiber an dezentrale Anlagenbetreiber auf Grund einer dauerhaften Minderung der Netzlast (s. dazu dann den anschließenden Abschnitt b) zahlen, sind ebenfalls als separate Kostenart auszuweisen und damit als Bestandteil der Betriebskosten anzuerkennen. Dies gilt auch für die damit verbundenen Kosten der Netzbetreiber wie beispielsweise Aufwendungen für Steuerungs- und Regelungstechnik.

Die Vergütung für den Ausgleich der **Netzverluste** ist bereits eine Kostenart der laufenden Betriebskosten. Hier wäre zu überlegen, Anreize zu schaffen, die die Deckung dieser Strommengen durch dezentrale Anlagen der Netzbetreiber selbst oder Dritter fördert. Dazu bedürfte es ggf. einer Modifizierung der entsprechenden Vorschrift in § 10 der Stromnetzugangs-Verordnung (Strom-NZV).

---

<sup>37</sup> Je nach Umfang dieses Kostenblocks wird er über den gesamten Regulierungszyklus verteilt oder aber im ersten Zyklusjahr beaufschlagt.

Schließlich wird ein aktiver Netzbetreiber höhere **Forschungs- und Entwicklungsausgaben** zu verzeichnen haben als ein passiver, gilt es doch, die in seinen Aufgabenbereich fallenden Komponenten des virtuellen Netzlastkraftwerks und ihr Zusammenwirken auszutesten und zu optimieren. Auch hier sollte die Anerkennungspraxis das klare Signal ausgeben, dass diese Ausgaben des Netzbetreibers gesamtwirtschaftlich erwünscht sind und anerkannt werden (siehe dazu auch die kurze Darstellung zur Regulierung in Großbritannien unter 3.2.5).

#### b) Kapitalkosten / CAPEX (capital expenditures)

Die Kapitalkosten bestehen im Wesentlichen aus den kalkulatorischen Abschreibungen und der kalkulatorischen Eigenkapitalverzinsung.

Von entscheidender Wichtigkeit für die Chancen dezentraler Optionen ist hier die Frage, nach welchen Kriterien der Regulator darüber entscheidet, in welchem Umfang Investitionskosten für die Netze in das Betriebsvermögen eingestellt werden können.

Wird lediglich geprüft, ob die Netzinvestition tatsächlich durchgeführt wurde, die Kosten tatsächlich entstanden sind und die Preise marktgerecht waren, entfällt für den Netzbetreiber der Anreiz, über Alternativen dazu ernsthaft nachzudenken.

Ein solcher Anreiz entstünde erst, wenn der Netzbetreiber dazu verpflichtet würde, die Alternativen - z.B. dezentrale Erzeugungsanlagen statt Erhöhung der Netzanschlusskapazität - ebenfalls durchzukalkulieren und in dem Falle, dass die Alternativen zu geringeren Gesamtkosten führen, nur Kosten bis zu dieser Höhe anerkannt würden. Diese Art der Abwägung - im angelsächsischen häufig Level Playing Field genannt - wäre dann Teil eines umfassenderen Portfolio- und Risikomanagements des Netzbetreibers und ist in § 14 Abs. 2 EnWG ausdrücklich vorgesehen. Wie bereits erwähnt bedarf diese Vorschrift aber noch einer Detaillierung in einer entsprechenden Rechtsverordnung.

Eine alternative Form des Anreizes könnte darin bestehen, dem Netzbetreiber ein individuelles Investitionsbudget für einen Regulierungszyklus zu genehmigen, das ausreicht, ein definiertes Niveau an Versorgungssicherheit und -qualität zu gewährleisten.<sup>38</sup> Dann läge es im Eigeninteresse des Netzbetreibers, die kostengünstigste Lösung zu ermitteln und umzusetzen. Voraussetzung dafür wäre jedoch ein sehr sorgfältiges Qualitätsmonitoring durch den Regulator, um reine Mitnahmeeffekte auszuschließen. Dies würde beispielsweise auch eine Überprüfung einschließen, wie schnell der Netzbetreiber neue dezentrale Anlagen an sein Netz anschließt.

#### 3.2.3.3 Ansatzpunkte beim Effizienzvergleich

Der künftige Effizienzvergleich zwischen Netzbetreibern, wie er in den §§ 21 Abs. 3 und 21a Abs. 5 EnWG vorgesehen und in den §§ 22-24 Strom-NEV geregelt ist, hat zum Ziel, ineffiziente Netzbetreiber zu ermitteln und ihre Netznutzungsentgelte nach unten anzupassen. Ineffizienz wird vermutet, wenn die Entgelte, Erlöse oder Kosten einzelner Betreiber von Energieversorgungsnetzen für das Netz insgesamt oder für ein-

---

<sup>38</sup> Die E.ON AG hat im August einen solchen Vorschlag für die Ausgestaltung der Anreizregulierung beim CAPEX-Block unterbreitet.

zelle Netz- oder Umspannebenen die **durchschnittlichen** Entgelte, Erlöse oder Kosten vergleichbarer Betreiber von Energieversorgungsnetzen überschreiten (§21 Abs. 4 EnWG).

Es ist hier nicht der Ort, die Vor- und Nachteile der vielfältigen möglichen Effizienzvergleichsverfahren zu diskutieren – das Spektrum reicht dabei von einfachen Kennzahlenverfahren über parametrische statistische Verfahren bis hin zu nicht-parametrischen Verfahren (vgl. z.B. Franz/Stronzik 2005). Für unser Anliegen, negative Anreize für den Netzbetreiber gegenüber der Erschließung und systematischen Einbeziehung dezentraler Optionen in seinem Netzgebiet zu neutralisieren, sind vielmehr folgende grundsätzlichen Aspekte zu beachten:

- Begründete und nachgewiesene Betriebskosten, die mit der Erschließung dezentraler Optionen anfallen, sollten beim Effizienzvergleich außen vor bleiben, also gleichsam vor die Klammer gezogen werden. In dem Moment, wo sie in den Vergleich einbezogen werden, haben die Netzbetreiber stets den Anreiz, sie wenn irgend möglich zu vermeiden oder zumindest zu senken, selbst dann, wenn sie bei allen anderen Netzbetreibern in ähnlicher Höhe anfielen. Denn auch in diesem Fall würde man sich dadurch Luft verschaffen für andere Kostenblöcke, bei denen man möglicherweise höher liegt und nicht so rasch reduzieren kann. Unser Vorschlag zielt demgegenüber darauf ab, den von dezentralen Optionen verursachten Aufwand zu neutralisieren.
- Ein Effizienzvergleich ohne Qualitätsvergleich ist unzureichend, da niedrige Kosten/Erlöse/Entgelte noch nichts darüber aussagen, ob Versorgungsqualität und Service den Anforderungen genügen. An dieser Stelle wäre es wichtig, neben den üblichen Qualitätskennziffern auch solche mit einzubeziehen, die etwas über die dezentrale Effizienz der einbezogenen dezentralen Optionen aussagen. Mögliche Kennziffern wären hier.
  - Anteil der dezentralen Optionen an der Deckung der Netzhöchstlasten (Einspeiser)
  - Anteil der Netzreservekapazitäten im Verhältnis zu den Netzhöchstlasten (Einspeiser und Eigenerzeuger)
  - Entwicklung der Vollbenutzungsstunden der Netzentnahmen (Eigenerzeuger und Nachfrageseite)

Je nach Gewichtung dieser oder anderer Kennziffern würde eine Abweichung der Netznutzungsentgelte um einen bestimmten Prozentsatz nach oben toleriert.

#### **3.2.3.4 Ansatzpunkte bei der Ermittlung der Startwerte**

Die möglicherweise durch den Effizienzvergleich korrigierte Kostenbasis bildet den Ausgangspunkt für die Ermittlung der Startwerte. Hinzu kommen neben den staatlichen Aufschlägen (KWK-Gesetz, Konzessionsabgabe, Stromsteuer) vor allem die Netzentgelte der vorgelagerten Netzbetreiber, die nach der Kostenwälzung der Strom-NEV an die Endkunden durchgereicht werden. Diese Gesamtkosten werden dann nach den Vorgaben des § 17 Strom-NEV auf die prognostizierten Mengen (Arbeit und Leistung) ver-

teilt und bilden die Startwerte für die Arbeits- und Leistungspreise der jeweiligen Netz- oder Umspannebene.

Im Hinblick auf eine Neutralisierung negativer Anreize gegenüber dezentralen Optionen ist folgender Aspekt zu beachten:

Da die Startwerte für die Arbeitspreise auf der Grundlage von Mengen**prognosen** ermittelt werden, besteht für den Netzbetreiber stets der Anreiz, die Prognose mindestens zu erreichen, wenn nicht zu übertreffen. Dieser Anreiz legt es dem Netzbetreiber nahe, in der Prognose nicht berücksichtigte Eigenerzeugung oder Effizienzaktivitäten der Endkunden zu unterbinden, wenn er dazu die Möglichkeit hat.<sup>39</sup> Um diesen Mengenanreiz zu neutralisieren, bedarf es einer periodenübergreifenden Mengensaldierung, bei der der jeweilige preisbewertete Mengensaldo entweder jährlich oder im nächsten Regulierungszyklus im Rahmen der Startwertfestlegung berücksichtigt wird.

Das Problem der Prognoseabweichung besteht grundsätzlich auch bei den Leistungspreisen, erscheint dort aber nicht so problematisch, da der Netzbetreiber hier zwar den Anreiz hat, die von der vorgelagerten Netz- oder Umspannebene bezogene höchste Leistung zu überschätzen, gleichzeitig aber belohnt wird, wenn es ihm gelingt, die höchste zeitgleiche Leistungsanspruchnahme im Netzgebiet zu senken. Insofern wirkt der Anreiz hier in die volkswirtschaftlich richtige Richtung.

### 3.2.3.5 Ansatzpunkte bei der Festlegung des Entwicklungspfades

Die Startwertanpassung innerhalb des Regulierungszyklus wird künftig aller Voraussicht nach über eine Anpassungsformel erfolgen, die eine Obergrenze für die Entgelte (Price-Cap) oder die Gesamterlöse (Revenue Cap) der Netzbetreiber festlegt.

#### a) zum Price-Cap-Verfahren

Die allgemeine Formel zu diesem Verfahren lautet:<sup>40</sup>

$$\text{Preis (t)} = \text{Preis (t-1)} * (1 + \text{VPI} - \text{X}) + \text{Z}$$

mit

VPI – Verbraucherpreisindex

Z - Korrekturterm

X – Produktivitätskennzahl

wobei der Preis meist ein über alle Entgelte mit den jeweiligen Mengen gewichteter Preis ist.

In der einfachen Form ohne Z - Korrekturterm entfaltet das Price-Cap-Verfahren zwei dominierende Anreize: Kostenminimierung und Mengenmaximierung (kWh). Je länger der Regulierungszyklus, desto stärker wirken diese beiden Anreize, da sämtliche Abweichungen von der Kostenprognose nach unten und von der Mengenprognose nach oben unmittelbar den Gewinn des Netzbetreibers erhöhen.

<sup>39</sup> Selbst wenn diese Dinge in der Prognose bereits berücksichtigt worden wären, hätte der Netzbetreiber zumindest den Anreiz, darüber hinausgehende Aktivitäten zu unterbinden.

<sup>40</sup> Die Anpassung bezieht sich grundsätzlich nur auf die vom Netzbetreiber beeinflussbaren Kosten, also beispielsweise nicht auf die staatlichen Belastungen als durchlaufende Posten.

In dieser Situation ist es für den Netzbetreiber rational,

- alle Kosten zu vermeiden, die sich vermeiden lassen; dazu gehört in unserem Zusammenhang mindestens der nicht prognostizierte Anschluss dezentraler Anlagen, letztlich aber generell der Neuanschluss von dezentralen Anlagen, wenn diese nicht direkt dazu beitragen, Kosten zu sparen
- Eigenerzeugung und Objektnetze zu verhindern, so er die Möglichkeiten dazu hat
- Energieeffizienzaktivitäten der Endkunden zumindest nicht zu unterstützen.

Price-Cap-Regulierung muss immer einhergehen mit einer umfassenden Qualitätsregulierung, um den Kostenminimierungsanreiz des Netzbetreibers unter Kontrolle zu halten.

Zur Unterstützung der Aktivitäten aktiver Netzbetreiber müsste die Price-Cap-Regulierung zumindest um folgende Aspekte erweitert werden:

- Die bereits im vorherigen Abschnitt erläuterte periodenübergreifende Mengensaldierung wäre als Komponente des Z-Faktors Teil der Anpassungsformel.
- Die Kosten für diejenigen dezentralen Optionen, deren Erschließung zu Beginn des Regulierungszyklus nicht absehbar war, könnten ebenfalls jährlich in den Z-Faktor aufgenommen werden
- Belohnungen / Sanktionen für eine Qualitätsregulierung im Hinblick auf die Erschließung dezentraler Optionen könnten ebenfalls unmittelbar in den Z - Korrekturterm einfließen und so dem Netzbetreiber einen permanenten Anreiz geben, entsprechende Aktivitäten zu entfalten. (s. dazu Kapitel 3.2.2.6)

#### **b) zum Revenue-Cap-Verfahren**

Die allgemeine Formel zu diesem Verfahren lautet:

$$\text{Erlös (t)} = \text{Erlös (t-1)} * (1 + \text{VPI} - \text{X}) + \text{Z}$$

mit

VPI – Verbraucherpreisindex

Z - Korrekturterm

X – Produktivitätskennzahl

wobei der Erlös der Gesamterlös des Netzbetreibers ist.

In der einfachen Form ohne Z - Korrekturterm entfaltet das Revenue-Cap-Verfahren ebenfalls zwei dominierende Anreize: Kostenminimierung und Erreichung der Mengenprognose. Der Gewinn des Netzbetreibers als Differenz von Erlös und Kosten ist dann besonders hoch, wenn dem gedeckelten Erlös geringe Kosten gegenüber stehen. Da die Erlösobergrenze sich als Produkt von prognostizierten Kosten und prognostizierter Menge errechnet, führt ein Unterschreiten der Mengenprognose zu einem für den Netzbetreiber suboptimalen Ergebnis.

In dieser Situation ist es für den Netzbetreiber rational,

- wie beim Price-Cap-Verfahren alle Kosten zu vermeiden, die sich vermeiden lassen
- die Mengenprognose nicht zu unterschreiten.<sup>41</sup>

Auch die Revenue-Cap-Regulierung muss demnach genau wie die Price-Cap-Regulierung von den oben ausgeführten Aspekten flankiert werden.

### 3.2.3.6 Positive Anreize

Der Level Playing Field-Gedanke in seiner strengen Form hat zum Ziel, die negativen Anreize des Netzbetreibers gegenüber der Erschließung dezentraler Optionen in seinem Netzgebiet und ihrer systematischen Einbeziehung in seine Netzplanung und sein Netzmanagement zu neutralisieren. Dies geschieht im Wesentlichen durch eine verlässliche Erstattung aller damit verbundenen Kosten und einer Neutralisierung der damit verbundenen Mengeneffekte. Hinzu kommen Sanktionen wie beispielsweise Kostenuntersagungen bei Netzinvestitionen, die im Vergleich zu dezentralen Optionen zu teuer waren.

Diese Ansätze werden aus mehreren Gründen nicht ausreichen, die Netzbetreiber im gewünschten Sinne zu „aktivieren“:

- Das Know-how im Umgang mit dezentralen Optionen ist bei vielen Netzbetreibern nicht vorhanden, da es dafür bislang keine Notwendigkeit gab. Der Aufbau von Know-how ist mit Zeitaufwand und Kosten verbunden, die nur dann getragen werden, wenn die politischen Signale in eine verbindliche, längerfristige Perspektive zeigen.
- Dezentrale Optionen als zumindest temporäre Alternative zu Netzinvestitionen haben eine sehr viel kürzere Nutzungsdauer als letztere, ihre Verfügbarkeit hängt von ihrem jeweiligen technischen Zustand und von Drittakteuren ab und ihre Systemintegration ist deutlich komplexer - kurzum: dezentrale Optionen sind für den Netzbetreiber mit sehr viel höheren Risiken verbunden als reine Netzinvestitionen. Ohne eine zusätzliche Risikoprämie wird er nicht bereit sein, mit dezentralen Optionen zu planen.
- Viele der heutigen Netzingenieure hängen dem bisherigen System nach, wonach zentrale Kraftwerke für die Strombereitstellung sorgen und es die Aufgabe des Netzbetreibers ist, diesen Strom so sicher wie irgend möglich zum Endkunden zu leiten. Alle dezentralen Aktivitäten bei den Endkunden oder bei Anlagenbetreibern sind in einem solchen System Störfaktoren, die man nur widerwillig

---

<sup>41</sup> Letztlich hat der Netzbetreiber auch beim Revenue-Cap einen Mengenmaximierungsanreiz: hat er seine ursprüngliche Mengenprognose übertroffen, muss er zwar ceteris paribus seine Netznutzungsentgelte in der nächsten Regulierungsperiode wegen der periodenübergreifenden Mengensaldierung senken. Diese Senkung der Entgelte wird durch eine angepasste Erhöhung der Mengenprognose nochmals verstärkt. Sinkende Netznutzungsentgelte jedoch erfreuen die Politik, die Medien und nicht zuletzt den Regulator, der zumindest in der Anfangsphase der Regulierung vor allem an der Senkung der Netznutzungsentgelte gemessen wird.

in Kauf nimmt. Ohne zusätzliche positive Impulse wird der notwendige kulturelle Wandel bei den Netzbetreibern nicht in Gang kommen.

Vor diesem Hintergrund spricht vieles dafür, geeignete Anreize in das Verfahren der Netzentgeltregulierung zu integrieren, um zunächst die Kaufleute in den Netzunternehmen für den Wandel zum aktiven Netzbetreiber zu motivieren. Wie bereits angedeutet könnten jährliche Anreizzahlungen für entsprechende Aktivitäten in den Z-Faktor der Anpassungsformel aufgenommen werden, die auf der Grundlage von Kennziffern errechnet werden. Mögliche Kennziffern, die den Wandel zu einem aktiven Netzbetreiber dokumentieren, haben wir bereits in Abschnitt 3.2.2.3 umrissen. Die Verbindung zwischen Kennziffer und Anreizzahlung wäre dann vom Regulator festzulegen und zu dokumentieren.

### **3.2.4 Ansätze bei der Festlegung der Netzanschlussgebühren**

Nach § 18 Abs. 1 EnWG können Betreiber von Energieversorgungsnetzen einen Netzanschluss nach Absatz 1 verweigern, soweit sie nachweisen können, dass ihnen die Gewährung des Netzanschlusses aus betriebsbedingten oder sonstigen wirtschaftlichen oder technischen Gründen unter Berücksichtigung der Ziele des § 1 nicht möglich oder nicht zumutbar ist. Die Ablehnung ist in Textform zu begründen. Auf Verlangen der beantragenden Partei muss die Begründung im Falle eines Kapazitätsmangels auch aussagekräftige Informationen darüber enthalten, welche konkreten Maßnahmen und damit verbundene Kosten zum Ausbau des Netzes im Einzelnen erforderlich wären, um den Netzanschluss durchzuführen.

Die Kostenaufteilung zwischen Anlagen- und Netzbetreiber im Falle eines notwendigen, aber zumutbaren Netzausbaus ist im Gesetz noch nicht geregelt; die dafür vorgesehene Netzanschlussverordnung steht noch aus.

Im EEG hingegen ist diese Kostenaufteilung für EEG-Anlagen nach § 13 bereits eindeutig geregelt: während der Anlagenbetreiber lediglich die Anschlusskosten trägt, ist der Netzbetreiber dazu verpflichtet, die notwendigen Kosten eines nur infolge neu anzuschließender, reaktivierter, erweiterter oder in sonstiger Weise erneuerter Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien oder aus Grubengas erforderlichen Ausbaus des Netzes im Sinne von § 4 Abs. 2 zur Abnahme und Übertragung des Stroms aus Erneuerbaren Energien zu tragen. Er kann demzufolge die auf ihn entfallenden Kosten bei der Ermittlung des Netznutzungsentgelts in Ansatz bringen. Man spricht bei dieser Regelung auch von „flachen“ Anschlussgebühren im Unterschied zu „tiefen“ Anschlussgebühren, bei denen der Anlagenbetreiber auch die Netzausbau- und -verstärkungskosten tragen muss.

Da „tiefe“ Anschlussgebühren häufig prohibitiv auf die Errichtung von Anlagen wirken, sind „flache“ Anschlussgebühren und ihre regulatorische Flankierung wie im EEG unbedingt zu favorisieren und sollten entsprechend in der Stromnetzanschluss-Verordnung für alle dezentralen Anlagen abgesichert werden.

Darüber hinaus ist folgender Aspekt bei der Ausgestaltung einer Stromnetzanschluss-Verordnung im Hinblick auf dezentrale Anlagen unter besonderer Berücksichtigung der Interessen aktiver Netzbetreiber zu diskutieren:

Die Netzanschlussgebühren bieten zur Zeit keine direkte Möglichkeit, standortbezogene Preissignale an die Anlagenbetreiber zu übermitteln. Hier wäre zu überlegen, ob die Einführung eines differenzierten Zuschlages oder Abschlages auf die Anschlussgebühr zur aus Netzbetreibersicht optimierten Standortwahl dezentraler Anlagen beitragen könnte. In der Summe könnten die Zu- und Abschläge über eine gesamte Regulierungsperiode saldiert und in die neue Periode vorgetragen werden.

### 3.2.5 Praxistest Innovationszone

Die Vorschläge zum regulatorischen „Fein-Tuning“ haben deutlich gemacht, dass der künftigen Entgeltfestlegung durch die Bundesnetzagentur eine Schlüsselrolle bei der „Aktivierung“ der Netzbetreiber im beschriebenen Sinne zukommt. Je gröber das festzulegende Regulierungsschema sein wird, desto größer ist die Gefahr, dass die vorgeschlagenen Ansätze auf der Strecke und die Interessenunterschiede zwischen dezentralen Anlagenbetreibern und Stromverteilnetzbetreibern bestehen bleiben.<sup>42</sup>

Bei einer rein an der Senkung von Netzkosten orientierten Regulierung haben die Netzbetreiber wenig Anreize, neue Lösungen zur Integration dezentraler Erzeugung zu entwickeln und zu erproben. Forschungs- und Entwicklungsausgaben werden möglicherweise vom Regulierer nicht als Kosten anerkannt. Gleichzeitig läuft der Netzbetreiber Gefahr, dass Vorteile, die ihm durch erfolgreiche Innovationen entstehen, durch die Regulierung abgeschöpft werden. Innovationen werden jedoch benötigt, um einen steigenden Anteil dezentraler Erzeugung in das Netz integrieren zu können und die Kosten zu senken.

Der englische Regulierer OFGEM hat vor diesem Hintergrund zwei komplementäre Instrumente eingeführt, die den Netzbetreibern trotz des Drucks zur Kostensenkung Spielräume eröffnen sollen, um Innovationen beim Anschluss und der Steuerung dezentraler Anlagen und im Netzdesign zu entwickeln und zu demonstrieren:

- Registered Power Zones (RPZ)  
£/kW/a-Treiber wird für 5 Jahre erhöht
- Innovation Funding Incentive (IFI).  
Bis zu 0,5% des Umsatzes dürfen für IFI aufgewendet werden

Über 5 Jahre werden die Kosten zu durchschnittlich 80% von den Netznutzern getragen.

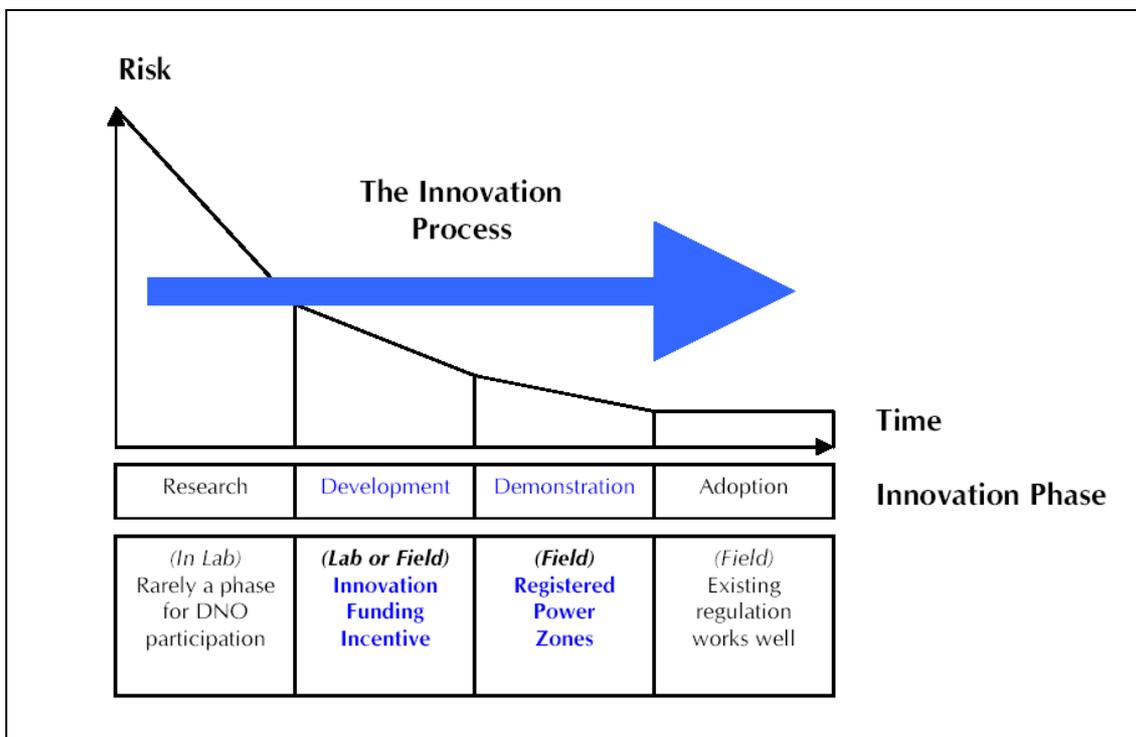
Beide Instrumente sind im Rahmen des jüngsten „Distribution Price Control Review“ eingeführt worden, dessen Regelungen zum 1. April 2005 in Kraft getreten sind.

---

<sup>42</sup> Je feiner das Regulierungsschema, umso höher wird allerdings der Verfahrensaufwand für die Netzbetreiber und die Regulierungsbehörden. Hier gilt es ein vernünftiges Verhältnis zwischen Aufwand und (Anreiz-)Nutzen zu finden.

Kern beider Instrumente ist die Erkenntnis, dass Innovationen wie neue Konzepte dezentraler Erzeugung ein Risikoprofil haben, das sich vom relativ risikoarmen Kerngeschäft der Netzbetreiber unterscheidet und deshalb auch anders reguliert werden müssen. Die beiden Instrumente zielen dabei auf unterschiedliche Phasen des Innovationsprozesses: die IFI auf Entwicklungsprojekte und die RPZ auf Demonstrationsprojekte. Die Kosten dieser Innovationsprojekte können teilweise auf die Netznutzungsentgelte umgelegt werden bzw. es eröffnen sich dem Netzbetreiber zusätzliche Gewinnmöglichkeiten, wenn die Projekte erfolgreich sind.

Abbildung 19: Die Phasen des Innovationsprozesses und regulatorische Instrumente in UK



Quelle: OFGEM 2004

Von den Netzbetreibern werden diese Instrumente prinzipiell befürwortet, allerdings sei ihr finanzielles Volumen zu gering, um ausreichend Aufmerksamkeit bei den Entscheidungsträgern der Netzbetreiber zu gewinnen. Im Juni 2005 ist die erste RPZ bewilligt worden.

Um die Sensibilität in Deutschland bei allen beteiligten Akteuren – insbesondere jedoch bei der Bundesnetzagentur – für diese Thematik zu stärken, schlagen wir in einem ersten Schritt einen Praxistest für einen modellhaften regulatorischen Umgang mit dieser Problematik vor.

Besonders geeignet für einen solchen Praxistest wäre ein Netzbetreiber, in dessen Netzgebiet bereits eine Reihe dezentraler Anlagen bei Dritten existieren und wo es weitere konkrete Anlagenplanungen gibt. In den kommenden Monaten, in denen die Bundes-

netzagentur die Verfahren sowohl für die Ermittlung der Kostenbasis, den Effizienzvergleich als auch den Entwicklungspfad festlegen wird, wären konkrete Beispiele mit konkreten Kostendaten für die Öffnung der notwendigen Gestaltungsfenster in den Verfahren besonders hilfreich und würden zudem die Bundesnetzagentur motivieren, das bislang stets vernachlässigte Verhältnis zwischen dezentralen Anlagen- und Netzbetreibern stärker in das Blickfeld zu nehmen. Wenn die Verfahren Mitte bis Ende nächsten Jahres erst einmal beschlossen sind, wird es voraussichtlich längere Zeit dauern, bis sich wieder entsprechende Gestaltungsfenster auftun.

### 3.2.6 Zusammenfassende Empfehlungen

Um die Umorientierung im Selbstverständnis der Stromnetzbetreiber zu beschleunigen und die regulatorische Flankierung der damit verbundenen neuen Aktivitäten abzusichern, wäre es hilfreich, in einer bereits in § 14 Abs. 2 EnWG avisierten Rechtsverordnung die Methodiken einer umfassenderen Systemoptimierung durch die Netzbetreiber zu detaillieren.

Beim künftigen Festlegungsverfahren für Netznutzungsentgelte sollten folgende Regelungen zu berücksichtigen werden:

- Bei der Prognose der Betriebskosten ist abzusichern, dass die absehbaren Kosten, die durch die Erschließung dezentraler Optionen künftig anfallen, als Kostenart explizit berücksichtigt werden. Möglicherweise können hier Kennziffern entwickelt werden, die einen Bezug zwischen der dezentralen Option und ihren durchschnittlich verursachten Kosten für den Netzbetreiber herstellen.
- Die nicht vorhergesehenen Kosten in Verbindung mit der Erschließung dezentraler Optionen sind rückwirkend durch einen jährlichen Ausgleichsfaktor in der Anpassungsformel für die Netzentgelte zu berücksichtigen.
- Vergütungen, die Netzbetreiber an dezentrale Anlagenbetreiber auf Grund einer dauerhaften Minderung der Netzlast zahlen, sind ebenfalls als Bestandteil der Betriebskosten anzuerkennen.
- Im Hinblick auf die Abdeckung der Netzverluste ist zu prüfen, ob diese für alle Netzbetreiber grundsätzlich durch dezentrale Anlagen ausgeglichen und über ein wettbewerbliches Ausschreibungsverfahren für alle dezentralen Anbieter akquiriert werden könnten.
- Im Hinblick auf Forschungs- und Entwicklungsausgaben eines aktiven Netzbetreibers sollte die Bundesnetzagentur ein klares Signal geben, dass diese Ausgaben des Netzbetreibers gesamtwirtschaftlich erwünscht sind und anerkannt werden.
- Netzbetreiber werden zur Alternativenkalkulation im Sinne des § 14 Abs. 2 verpflichtet. Falls Alternativen zu Netzinvestitionen zu geringeren Gesamtkosten führen, werden nur Kosten bis zu dieser Höhe anerkannt. Alternativ dazu ist die Vorgabe eines Investitionsbudgets zu prüfen.

- Begründete und nachgewiesene Betriebskosten, die mit der Erschließung dezentraler Optionen anfallen, sollten beim Effizienzvergleich vor die Klammer gezogen werden.
- Qualitätskennziffern, die etwas über die dezentrale Effizienz der einbezogenen dezentralen Optionen im Netzgebiet aussagen, werden beim Effizienzvergleich dergestalt berücksichtigt, dass eine gute Qualität eine Abweichung der Netzentgelte nach oben rechtfertigt.
- Zur Neutralisierung des Mengenanreizes bedarf es einer periodenübergreifenden Mengensaldierung, bei der der jeweilige preisbewertete Mengensaldo entweder jährlich oder im nächsten Regulierungszyklus im Rahmen der Startwertfestlegung berücksichtigt wird.
- Belohnungen / Sanktionen für die Erfüllung/Nichterfüllung von Qualitätszielen im Hinblick auf die Erschließung dezentraler Optionen sollten unmittelbar in den Z-Faktor der festzulegenden Anpassungsformel einfließen.
- „Flache“ Anschlussgebühren und ihre regulatorische Flankierung sind in der Stromnetzanschluss-Verordnung für alle dezentralen Anlagen abzusichern.
- Es ist zu prüfen, ob die Einführung eines differenzierten Zuschlages oder Abschlages auf die Anschlussgebühr zur aus Netzbetreibersicht optimierten Standortwahl dezentraler Anlagen beitragen könnte.
- Um die Sensibilität in Deutschland bei allen beteiligten Akteuren – insbesondere jedoch bei der Bundesnetzagentur – für das Thema „Aktive Netzbetreiber“ zu stärken, sollte in einem ersten Schritt einen Praxistest für einen modellhaften regulatorischen Umgang damit durchgeführt werden.

### **3.3 Rechtliche Spielräume für aktive Verteilnetzbetreiber zwischen Unbundling-Vorschriften und Gemeinderecht**

#### **3.3.1 Entflechtung**

Die durch die Beschleunigungsrichtlinie Elektrizität in deutlich verschärfter Form gegenüber der ursprünglichen Binnenmarktrichtlinie Elektrizität vorgegebenen Regelungen zur Entflechtung sind in den §§ 6 ff. des neuen EnWG umgesetzt. Diese Regelungen sind für das mögliche Aufgabenspektrum eines „aktiven“ Stromverteilnetzbetreibers insofern relevant, als sie die grundsätzliche Unabhängigkeit des Netzbetreibers von anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung fordern, um einen neutralen, d.h. transparenten und diskriminierungsfreien Netzbetrieb zu gewährleisten.

Anwendung finden die §§ 6 ff. EnWG auf vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen und rechtlich selbständige Betreiber von Elektrizitätsversorgungsnetzen, die i. S. v. § 3 Nr. 38 EnWG mit einem vertikal integrierten Energieversorgungsunternehmen verbunden sind. Um ein vertikal integriertes Energieversorgungsunternehmen handelt es sich dann, wenn das betreffende Unternehmen bzw. die betreffende Gruppe von Unternehmen mindestens eine der Funktionen Übertragung oder Verteilung und mindestens eine der Funktionen Erzeugung oder Vertrieb von Elektrizität wahrnimmt. Diese Vor-

aussetzungen treffen für die meisten regionalen Energieversorgungsunternehmen, die regelmäßig nicht nur Betreiber der Verteilnetze auf der Grundlage der entsprechenden Konzession der Gemeinde, sondern gleichzeitig „Alleinversorger“ im Sinne des § 10 EnWG in der bisherigen Fassung waren oder sonstige Erzeugungs- und/oder Vertriebstätigkeiten wahrnehmen, zu.

In den §§ 6 ff. EnWG wird zwischen der rechtlichen, der operationellen, der informativen und der buchhalterischen Entflechtung unterschieden (s. näher Bausch, 2004; Kühne/Brodowski, 2005). Vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen müssen diese Anforderungen grundsätzlich kumulativ erfüllen. Die Pflicht zur rechtlichen Entflechtung hat zur Folge, dass der Geschäftsbereich des Netzbetriebs einem von den anderen Tätigkeitsbereichen des Energieversorgungsunternehmens unabhängigen rechtlich eigenständigen (Tochter-)Unternehmen zu übertragen ist. Nach der Pflicht zur organisatorischen Entflechtung sind die Geschäftsbereiche zusätzlich einem jeweils eigenen operativen Management zu unterstellen. Grundsätzlich kann ein Netzbetreiber, der den Regelungen des Unbundling unterworfen ist, danach in eigener Person keine Tätigkeiten mehr wahrnehmen, die den Funktionen Erzeugung oder Vertrieb von Elektrizität zuzurechnen sind.

Die Pflicht zur rechtlichen Entflechtung nach § 7 EnWG gilt allerdings nicht für vertikal integrierte Energieversorgungsunternehmen, an deren Elektrizitätsversorgungsnetz weniger als 100.000 Kunden angeschlossen sind. Auch die Vorgaben zur operationellen Entflechtung nach § 8 EnWG gelten für diese der sog. de-minimis-Regelung unterfallenden Unternehmen nicht. Sie unterliegen als „aktive“ Stromverteilnetzbetreiber danach weniger strengen Restriktionen und haben deutlich mehr Handlungsspielraum.

Für die Betreiber von Netzen mit mehr als 100.000 angeschlossenen Kunden sind bei der Entwicklung des Aufgabenspektrums eines „aktiven“ Netzbetreibers hingegen die Entflechtungsregelungen uneingeschränkt zu beachten. Problematisch können die genannten Vorgaben dabei für solche Aufgaben eines Stromverteilnetzbetreibers werden, die mehr oder weniger starke Berührungspunkte mit den „anderen Tätigkeitsbereichen der Energieversorgung“ haben oder in diese hineinreichen. Zu berücksichtigen ist allerdings, dass die dem Netzbetrieb zuzuordnenden Tätigkeiten einerseits und die der Erzeugung und dem Vertrieb von Elektrizität zuzuordnenden Tätigkeitsbereiche andererseits nicht in jeder Hinsicht trennscharf voneinander abzugrenzen sind.

Der in § 3 Nr. 37 EnWG definierte Begriff der Verteilung („Transport von Elektrizität mit hoher, mittlerer oder niedriger Spannung über Elektrizitätsverteilernetze oder der Transport von Gas über örtliche oder regionale Leitungsnetze, um die Versorgung von Kunden zu ermöglichen, jedoch nicht die Belieferung der Kunden selbst“) stellt ausschließlich auf den Transport ab und beschreibt das Aufgabenspektrum eines Netzbetreibers jedenfalls nicht abschließend. Erfasst ist vielmehr alles, was im weiteren Sinne als „Netzbetrieb“ zu qualifizieren ist. Wie weit dieses Aufgabenspektrum gesteckt ist, erhellen die §§ 3 Nr. 3, 11 ff. EnWG, die die Aufgaben der Netzbetreiber näher beschreiben. Hierzu gehört neben der Verteilung von Elektrizität nicht nur die Pflicht, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht auszubauen (§ 11 Abs. 1 EnWG), son-

dern auch die Pflicht, im Falle einer Gefährdung oder Störung der Sicherheit oder Zuverlässigkeit des Elektrizitätsversorgungssystems netzbezogene Maßnahmen, insbesondere durch Netzschaltungen, und marktbezogene Maßnahmen, insbesondere den Einsatz von Regelenergie, vertraglich vereinbarter abschaltbarer und zuschaltbarer Lasten, Informationen über Engpässe und Management von Engpässen sowie Mobilisierung zusätzlicher Reserven, zu ergreifen (§ 13 EnWG i. V. m. § 14 Abs. 1 Satz 1 EnWG). Hinzu kommt, dass die Berücksichtigung von Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen und dezentralen Erzeugungsanlagen im Zusammenhang mit der Planung der Verteilernetzausbaus ausdrücklich genannt ist (§ 14 Abs. 2 EnWG) und damit auch ansonsten zum Aufgabenspektrum des Netzbetreibers zu zählen sein wird.

Das im Rahmen der Entflechtungsvorgaben zulässige Tätigkeitsspektrum eines aktiven Netzbetreibers kann damit deutlich über die bloße Verteilungs-, Betriebs-, Wartungs- und Ausbauaufgabe hinausgehen. Ausgeschlossen sind lediglich Tätigkeiten, die eindeutig der Erzeugung oder Gewinnung von Energie zur Belieferung von Kunden bzw. dem Vertrieb von Energie an Kunden zuzuordnen sind.

### **3.3.2 Beurteilung des Spektrums neuer Aufgabenstellungen**

Im Kapitel 3 wird unter 3.1 das Spektrum neuer Aufgabenstellungen eines aktiven Verteilnetzbetreibers erläutert. Aus rechtlicher Sicht ergibt sich nach Maßgabe der vorstehenden Ausführungen zur Entflechtung im Überblick folgendes:

#### **3.3.2.1 Einbindung dezentraler Anlagen in Netzplanung und Netzmanagement**

##### **Aktivitäten zur Steuerung dezentraler Einspeisungen**

###### **a) Verbrauchsnahe dezentrale Einspeisungen**

Die verbrauchsnahe Einspeisung vermindert die Last des Netzes, an das ein dezentraler Einspeiser angeschlossen ist und schafft Kostenvorteile für den Netzbetreiber. Die Ausführungen in Kapitel 2.1 zeigen die weiteren Gründe, die für einen offensiven Umgang des Verteilnetzbetreibers mit dezentralen Einspeisungen sprechen; es geht vor allem auch um eine Minimierung der notwendigen Netzausbauplanungen im Zuge einer stärkeren Dezentralisierung der Stromerzeugung.

Die vorgeschlagenen Service- und Dienstleistungen stehen ohne weiteres im Zusammenhang mit den rechtlichen Vorgaben für den Netzbetreiber nach § 11 Abs. 1 EnWG, der vom Netzbetreiber verlangt, ein sicheres, zuverlässiges und leistungsfähiges Energieversorgungsnetz diskriminierungsfrei zu betreiben, zu warten und bedarfsgerecht auszubauen. Konkretisiert werden diese Pflichten u. a. durch § 14 Abs. 2 EnWG, der ausdrücklich verlangt, dass bei der Planung des Verteilernetzausbaus die Möglichkeiten von Energieeffizienz- und Nachfragesteuerungsmaßnahmen sowie dezentrale Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen sind.

###### **b) Nicht verbrauchsnahe dezentrale Einspeisungen**

Gleiches gilt für die vorgeschlagenen Aktivitäten zur Steuerung der nicht verbrauchsnahe dezentralen Einspeisungen. Wie bei den verbrauchsnahe Einspeisungen geht es

auch bei diesen Einspeisungen darum, Unsicherheiten bei der künftigen Netzausbauplanung zu minimieren und damit sowohl Fehlinvestitionen als auch Netzengpässe zu vermeiden und ggf. einer etwaigen Verweigerung des Netzanschlusses wegen Kapazitätsmangels vorzubeugen. Sofern der aktive Netzbetreiber die entsprechenden Rahmenbedingungen ermittelt und sich möglichen Investoren als Dienstleister oder Kooperationspartner anbietet, ist ein Widerspruch zu den dargelegten Entflechtungsvorschriften nicht erkennbar.

### **c) Nicht lastganggemessene Einspeisungen**

Gleiches gilt für die Aktivitäten eines aktiven Netzbetreibers gegenüber Einspeisern ohne Lastgangmessungen, im Rahmen der wirtschaftlichen Vertretbarkeit auf eine Nachrüstung solcher Lastgangmessungen hinzuwirken.

### **d) Unverzichtbare Einspeisungen**

Auch die Qualifizierung dezentraler Einspeisungen als unverzichtbare Einspeisungen bei der Netzplanung und dem Netzmanagement entspricht den Anforderungen, die das EnWG in § 14 Abs. 2 an jeden Netzbetreiber stellt. Widersprüche zu den Entflechtungsvorgaben sind nicht ersichtlich.

## **Aktivitäten zur Unterstützung der Eigenerzeugung im Netzgebiet**

Eine nach ökonomischen und ökologischen Kriterien erfolgende Unterstützung der Eigenerzeugung dient der Netzentlastung. Unabhängig von dem dabei zu berücksichtigenden Vergütungsaspekt sind solche unterstützenden Maßnahmen eines aktiven Netzbetreibers Ausfluss seiner Verantwortung für die Sicherheit und Zuverlässigkeit des Netzbetriebes. Aufgrund der Vorgaben zur Entflechtung wird dabei allerdings zu berücksichtigen sein, dass diskriminierungsfrei vorgegangen wird und Interessen verbundener Unternehmen im Hinblick auf deren eigene Erzeugungsanlagen nicht ohne sachlichen Grund in den Vordergrund gestellt werden. Das ergibt sich aus der Pflicht des Netzbetreibers zur diskriminierungsfreien Ausgestaltung und Abwicklung des Netzbetriebes gemäß § 6 Abs. 1 Satz 1 EnWG. Auch aus § 9 EnWG ergibt sich, dass die Verwendung von Informationen in nicht diskriminierender Weise zu erfolgen hat.

## **Betrieb eigener Anlagen**

Die Errichtung und der Betrieb eigener Erzeugungsanlagen durch ein Energieversorgungsunternehmen ist der Funktion „Erzeugung von Elektrizität“ zuzurechnen und wird daher künftig grundsätzlich nicht mehr zum Aufgabenbereich eines unbundelten Netzbetreibers gehören dürfen.

Soweit allerdings eine „Akquisition“ von dezentralen Erzeugungsanlagen zur gezielten Netzentlastung bzw. zur Verhinderung von Netzverstärkungs- bzw. -ausbaumaßnahmen lediglich als Maßnahme zur Steuerung der Energieeinspeisung vor Ort wahrgenommen wird, ohne dass diese Anlagen vom Netzbetreiber selbst übernommen werden, handelt es sich um eine Tätigkeit, die ohne weiteres dem Netzbetrieb zugerechnet werden kann. Problematischer wird es hingegen dann, wenn der aktive Stromverteilnetzbetreiber für

den Fall, dass eine solche Akquisition dezentraler Anlagen nicht erfolgreich ist, die Errichtung und den Betrieb eigener Anlagen ins Auge fasst.

In diesem Zusammenhang ist auch § 22 EnWG relevant. Für die Beschaffung von Verlustenergie sieht § 22 Abs. 1 EnWG eine Verpflichtung der Betreiber von Energieversorgungsnetzen vor, diese Energie nach transparenten, auch im Bezug auf verbundene oder assoziierte Unternehmen nicht diskriminierenden und marktorientierten Verfahren zu beschaffen. Gleiches ergibt sich aus § 10 Strom-NZV. Weitergehend ist dort geregelt, dass grundsätzlich Ausschreibungsverfahren durchzuführen sind, soweit nicht wesentliche Gründe entgegenstehen. Von der Verpflichtung zur Durchführung eines Ausschreibungsverfahrens sind nach § 10 Abs. 1 Satz 4 Strom-NZV nur solche Netzbetreiber ausgenommen, an deren Verteilernetze weniger als 100.000 Kunden unmittelbar oder mittelbar angeschlossen sind. Zu berücksichtigen ist allerdings, dass diese Ausnahme nur für die Durchführung eines Ausschreibungsverfahrens gilt; die Pflicht zur Beschaffung der Verlustenergie in einem marktorientierten, transparenten und diskriminierungsfreien Verfahren gilt auch hier.

Unklar ist, ob die Regelung in § 22 Abs. 1 nicht nur eine Pflicht begründet, bei der Beschaffung von Verlustenergie ein nicht diskriminierendes und marktorientiertes Verfahren anzuwenden, sondern gleichzeitig ein Verbot für den Netzbetreiber beinhaltet, die Verlustenergie durch eigene Anlagen zu decken. Weder die Gesetzbegründung (BT-Drs. 15/3917, S. 60) noch die entsprechenden Vorgaben der Beschleunigungsrichtlinien führen in dieser Frage weiter. Nach dem Sinn und Zweck der Vorgaben der Richtlinien spricht jedoch einiges dafür, dass nur das Verfahren bei der Deckung eines bestehenden Bedarfs geregelt werden sollte und keine Regelung darüber getroffen werden sollte, ob und in welchem Umfang bei den Netzbetreibern überhaupt ein Beschaffungsbedarf entsteht, weil sie die Verlustenergie nicht selbst, d.h. mit eigenen dezentralen Anlagen, decken können. Mangels einer ausdrücklichen Verbotscharakters der Regelung ist davon auszugehen, dass die §§ 22 EnWG, 10 Strom-NZV dem Betrieb eigener Anlagen zur Deckung von Verlusten für den Ausgleich von Differenzen zwischen Ein- und Auspeisung nicht entgegenstehen.

Mit den Vorgaben zur Entflechtung kollidierte ein solcher Betrieb eigener Anlagen allerdings dann, wenn diese nicht nur zum Zwecke der Reduzierung von Lastspitzen im Netz, der Frequenz- und Spannungshaltung und der Blindleistungskompensation betrieben würden, sondern über diese Funktionen hinausgehend eine Erzeugung zum Zwecke der Veräußerung von Energie an Kunden erfolgte. In diesem Fall wäre der Betrieb eigener Anlagen nicht mehr vollständig dem Bereich des Netzbetriebes zuzuordnen.

### **3.3.2.2 Maßnahmen zur Steuerung der Nachfrageseite**

Eine Beeinflussung der Nachfrageseite durch Beratungen oder Anreize zur Steigerung der Energieanwendungseffizienz dient ebenso wie die Steuerung der dezentralen Einspeisung der Netzentlastung. Die insoweit unter 3.1.2 vorgeschlagenen Maßnahmen stehen mit den Vorgaben des EnWG zur Entflechtung in Einklang, soweit die Steuerung auch im Bezug auf mit den aktiven Netzbetreiber verbundene oder assoziierte Unternehmen diskriminierungsfrei erfolgt.

### 3.3.2.1 Das virtuelle Netzlastkraftwerk

Gleiches gilt für die Serviceleistungen eines aktiven Netzbetreibers, die in Kapitel 3.1 im Zusammenhang mit dem Aufbau des virtuellen Netzlastkraftwerks vorgeschlagen werden und die den Zweck verfolgen, bei Einspeisern und Stromkunden gezielt Anreize zur Minimierung der kostenrelevanten Effekte des Netzbetriebes setzen zu können.

### 3.3.2.2 Weitere Beiträge zu den Systemdienstleistungen

Die in Kapitel 3.1.6 prognostizierte Übernahme einer stärkeren Systemverantwortung der Verteilnetzbetreiber im Zusammenhang mit dem Aufbau eines virtuellen Netzlastkraftwerks ließe sich im Einklang mit den Vorgaben des neuen EnWG verwirklichen. So gelten nach § 14 Abs. 1 die für die Betreiber von Übertragungsnetzen in den §§ 12 und 13 EnWG niedergelegten Aufgaben für die Betreiber von Elektrizitätsverteilernetzen im Rahmen ihrer Verteilungsaufgaben entsprechend, soweit sie für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Elektrizitätsversorgung in ihrem Netz verantwortlich sind. Die Reichweite der Aufgaben und der Systemverantwortung der Netzbetreiber hängt damit vom Umfang ihrer Verantwortung für die Sicherheit und Zuverlässigkeit der Versorgung im eigenen Netz ab, die wiederum durch Art und Umfang der dezentralen Einspeisung in das Netz geprägt ist.

Dabei können auch die Möglichkeiten in Betracht gezogen werden, die sich aus der im Rahmen von § 110 EnWG möglichen Einrichtung sog. Objektnetze ergeben. Auf den Betrieb solcher Netze finden die Entflechtungsvorgaben (§§ 6 bis 10 EnWG) sowie die in den §§ 11 bis 35 enthaltenen Regelungen zur Regulierung des Netzbetriebs sowie die §§ 4, 52 und 92 EnWG keine Anwendung, sofern das Netz nicht der allgemeinen Versorgung dient.

### 3.3.3 Kommunalwirtschaftsrecht

Soweit ein Stromverteilnetzbetreiber dem kommunalen Wirtschaftsrecht des jeweiligen Landes unterworfen ist, weil er sich ganz oder teilweise in kommunaler Hand befindet, können neben den energiewirtschaftlichen auch die kommunalwirtschaftlichen Vorgaben der jeweiligen Gemeinde- bzw. Kreisordnung dem Aufgabenfeld eines „aktiven“ Stromverteilnetzbetreibers Grenzen setzen. Dies gilt insbesondere für die Aufnahme zusätzlicher Tätigkeiten, da eine wesentliche Ausweitung des Tätigkeitsspektrums grundsätzlich auf die Vereinbarkeit mit den jeweiligen gemeindefirtschaftsrechtlichen Vorgaben zu prüfen ist.

Das Betreiben von Netzen ist nach den Gemeindeordnungen regelmäßig als wirtschaftliche Tätigkeit zu qualifizieren – in Abgrenzung zur nichtwirtschaftlichen Tätigkeit in klassischen Bereichen der Daseinsvorsorge. Generelle Aussagen zu den sich daraus ergebenden gemeindefirtschaftsrechtlichen Grenzen der Tätigkeit eines Stromverteilnetzbetreibers können vorliegend allerdings schon deshalb nicht getroffen werden, weil die entsprechenden Regelungen in den Gemeindeordnungen der Bundesländer unterschiedlich ausgestaltet sind. So wird in unterschiedlicher Intensität gefordert, dass eine wirtschaftliche Tätigkeit der Kommune durch einen öffentlichen Zweck gerechtfertigt sein muss, zum Teil ist eine so genannte Subsidiaritätsklausel enthalten, die aber auf

kommunale Energieunternehmen wiederum teilweise keine Anwendung findet, und zum Teil wird eine Begrenzung der Tätigkeit auf das Gemeindegebiet ausgesprochen bzw. eine überörtliche Tätigkeit bestimmten Voraussetzungen unterworfen. Gemeinsam ist den Gemeindeordnungen der Länder allerdings die Vorgabe, dass die Gewinnerzielung nicht alleiniger oder Hauptzweck der wirtschaftlichen Tätigkeit sein darf.

#### **a) Öffentlicher Zweck**

Soweit die Gemeindeordnungen die kommunale Wirtschaftstätigkeit nur zulassen, wenn sie durch einen (dringenden) öffentlichen Zweck gerechtfertigt bzw. gefordert ist, lässt sich eine Erweiterung des Aufgabenspektrums eines „aktiven“ Stromverteilnetzbetreibers jedenfalls dann rechtfertigen, wenn diese Tätigkeiten dazu beitragen, das Verteilnetz sicher, zuverlässig und effektiv zu betreiben. Generell wird das Vorliegen eines öffentlichen Zwecks bei Energieversorgungstätigkeiten für erfüllt gehalten (Britz, 1994). Lediglich sog. Annex Tätigkeiten, d.h. Tätigkeiten, die selbst keinem öffentlichen Zweck dienen, wären mit Blick auf das Erfordernis des öffentlichen Zwecks problematisch. Dies beträfe vorliegend etwa Tätigkeiten, die ausschließlich der Gewinnerzielung des Netzbetreibers dienen, jedoch zur Erreichung der in § 1 EnWG genannten Ziele nicht erforderlich sind, oder auch solche Tätigkeiten in den Bereichen Erzeugung oder Vertrieb, die unter Verstoß gegen die Entflechtungsvorgaben ausgeübt werden (s.o. unter 3.3.1). Da die unter 3.1 entworfenen Aktivitäten und Maßnahmen eines aktiven Netzbetreibers dem Ziel der Netzentlastung dienen und im Zusammenhang mit der Pflicht des Verteilnetzbetreibers nach § 14 Abs. 2 EnWG stehen, bei der Planung des Netzausbaus die Möglichkeiten von Energieeffizienz und Nachfragesteuerungsmaßnahmen und dezentralen Erzeugungsanlagen zu berücksichtigen, sind sie unproblematisch als einem öffentlichen Zweck dienend zu qualifizieren. Dies gilt auch für die Akquisition von dezentralen Entsorgungsanlagen vor Ort sowie die Errichtung und den Betrieb eigener Anlagen zum Zwecke einer Optimierung der Netzauslastung bzw. zur Verhinderung von Netzverstärkung bzw. Netzausbau, soweit die Entflechtungsvorgaben in den §§ 6 ff. EnWG eingehalten werden.

Dass die Aufgaben eines aktiven Netzbetreibers grundsätzlich auch von rein privaten Netzunternehmen übernommen werden können, steht der Rechtfertigung der kommunalen Betätigung durch einen öffentlichen Zweck nicht entgegen (Gern, 2003).

#### **b) Subsidiarität**

Soweit in den Gemeindeordnungen zur Einschränkung der wirtschaftlichen Betätigung Subsidiaritätsklauseln enthalten sind, ist zwischen qualifizierten und einfachen Subsidiaritätsklauseln zu unterscheiden. Nach ersteren ist eine kommunale Wirtschaftstätigkeit bereits dann unzulässig, wenn ein anderer (Privater) den öffentlichen Zweck der Tätigkeit ebenso gut und wirtschaftlich wie das öffentliche Unternehmen erfüllen kann. Nach den einfachen Subsidiaritätsklauseln haben andere (private) Unternehmen erst dann Vorrang, wenn sie den öffentlichen Zweck besser erfüllen können als das öffentliche Unternehmen (z.B. § 102 Abs. 1 Nr. 3 GO BW, § 108 Abs. 1 Nr. 3 NGO). Zum Teil ist in den Gemeindeordnungen keine Subsidiaritätsklausel enthalten, in einigen Bundesländern wiederum findet die Subsidiaritätsklausel auf kommunale Energieunternehmen

keine Anwendung mit der Folge, dass in diesem Bereich eine volle Wettbewerbsteilnahme möglich ist. Für einen kommunalen Netzbetreiber dürften die Subsidiaritätsklauseln aber ohnehin keine nennenswerten Hürden für eine etwaige Ausweitung ihres Tätigkeitsspektrums darstellen, solange die Tätigkeiten in einem sachlich notwendigen und untrennbaren Zusammenhang mit dem Netzbetrieb stehen und schon aus diesem Grund nicht ebenso gut oder besser von einem Dritten erfüllt werden könnten.

Die Subsidiaritätsklausel kann jedoch bei der Überlegung, dass ein „aktiver“ Stromverteilnetzbetreiber zum Zwecke der Entlastung des eigenen Netzes ggf. selbst dezentrale Anlagen errichtet und betreibt, Bedeutung erlangen. Sofern vor einer solchen Aufgabenerweiterung eines kommunales Netzbetreibers jedoch ein ordnungsgemäßes Ausschreibungsverfahren zwecks Akquisition entsprechender dezentraler Anlagen durchgeführt wurde, werden die Voraussetzungen für die Zulässigkeit einer Tätigkeit des öffentlichen Unternehmens nach den Subsidiaritätsklauseln regelmäßig erfüllt sein, wenn sich im Ergebnis dieser Ausschreibung kein anderes (privates) Unternehmen bereit findet, entsprechende Anlagen zu schaffen bzw. an der vorgesehenen Stelle an das Netz anzuschließen.

### **c) Örtlichkeit**

Überwiegend wird die kommunale Wirtschaftstätigkeit in den Gemeindeordnungen zumindest im Grundsatz räumlich auf den Bereich der örtlichen Gemeinschaft beschränkt. Danach hat sich die Tätigkeit eines kommunalen Netzbetreibers grundsätzlich auf die Umsetzung der energiepolitischen Ziele vor Ort zu beschränken. Ausnahmen sind aber möglich. Eine Tätigkeit, die über das Gemeindegebiet hinauswirkt, wird in den Gemeindeordnungen allerdings z.T. besonderen Voraussetzungen unterworfen, z.B. in Hessen und Nordrhein-Westfalen, wo wirtschaftliche Tätigkeiten außerhalb des Gemeindegebietes nur zulässig sind, wenn die berechtigten Interessen der betroffenen kommunalen Gebietskörperschaften gewahrt werden (§ 121 Abs. 5 HGO, § 107 Abs. 3 NWGO). Für den Bereich der Energieversorgung werden allerdings etwa in Bayern nur solche Interessen als berechtigt anerkannt, die nach den Vorschriften des EnWG eine Einschränkung des Wettbewerbs zulassen (Art. 87 Abs. 2 S. 2 BayGO).

Je nach der Reichweite der Örtlichkeitsvorgabe und ihrer Ausnahmemöglichkeiten in den verschiedenen Ländern können sich danach mehr oder weniger große Probleme ergeben, wenn sich das Aufgabenspektrum des „aktiven“ Stromverteilnetzbetreibers über die Grenzen des eigenen Gemeindegebiets hinaus bewegt.

Regelmäßig wird sich die Tätigkeit eines aktiven Stromverteilnetzbetreibers jedoch auf das eigene Netz beschränken mit der Folge, dass keine überörtliche Tätigkeit in diesem Sinne in Rede steht. Die Errichtung und der Betrieb einer dezentralen Erzeugungsanlage zur Deckung von Verlustenergie auf dem Gebiet einer benachbarten Gemeinde wäre hingegen nur unter besonderen Voraussetzungen (z.B. Einspeisung ausschließlich in das eigene Netz zum Zweck der Netzentlastung) noch von dem Kriterium der Örtlichkeit gedeckt. Sofern hingegen die Akquisition von Anlagen in benachbarten Gebieten der Entlastung des eigenen Netzes dienen kann, werden – jedenfalls sofern es dadurch nicht

zu Konflikten bzw. Problemen im Netzbetrieb der Nachbargemeinde kommt - Kollisionen mit dem Grundsatz der Örtlichkeit regelmäßig nicht gegeben sein.

### **3.3.4 Zusammenfassung**

Sowohl die energierechtlichen Entflechtungsvorgaben als auch die Gemeindeordnungen belassen genügend Spielraum für das Aufgabenspektrum eines aktiven Verteilnetzbetreibers.

## 4 Literatur

- Ajodhia, Viren/Franken, Bart/Keller, Katja/Petrov, Konstantin 2005: Versorgungssicherheit und Netzqualität – Erfahrungen mit integrierter Preis- und Qualitätsregulierung, in: Proceedings der 4. Internationalen Energiewirtschaftstagung an der TU Wien, 16.-18. Februar 2005
- Arbeitsgemeinschaft DLR/ifeu/WI/LEE/ZSW/ISE 2002: „Brennstoffzellen im Netzverbund – Anforderungen, Restriktionen und Handlungsbedarf“, Forschungsprojekt im Rahmen des Zukunftsinvestitionsprogramm ZIP
- Auer, Josef (Deutsche Bank Research) 2004: Energieperspektiven nach dem Ölzeitalter, Nr. 309, 2. Dezember 2004
- B.KWK 2004: Mikro-KWK entlastet Niederspannungsnetz, Bundesverband für Kraft-Wärme-Kopplung (B.KWK) 15.11.2004
- Bach, P.-F. et al. 2003: Active Networks as a tool to integrate large amounts of distributed generation. Beitrag zur Konferenz "Energy Technologies for post Kyoto Targets in the Medium Term" Risø, Denmark
- Bausch, Camilla 2004: Entflechtungsregelungen im Stromsektor: Die Vorgaben des Gesetzesentwurfes zum Energiewirtschaftsrecht, in: ZNER 2004, S. 332 ff.
- BMU 2005: Kleine Kraft-Wärme-Kopplung für den Klimaschutz – Jeder kann Energie doppelt nutzen, Bundesministerium für Umwelt, Berlin
- Boston Consulting Group (BCG) 2004: Presseinformation vom 22. November 2004
- Britz, Gabriele 1994: Örtliche Energieversorgung nach nationalem und europäischem Recht, Baden-Baden 1994.
- Campbell Carr 2005: An Investigation into the Development of Consolidation of Distributed Generation within the Wholesale Electricity Trading Arrangements. Studie im Auftrag des DTI
- Department of Trade and Industry (Hg.) 2001: Embedded Generation Working Group. Report into Network Access Issues. Main Report and Appendices. <http://www.dti.gov.uk/>
- Doll, Markus / Schäfer, Karl Friedrich / Verstege, Johannes: Die Zukunft des Netzbetreibers, in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 1/2 Januar 1999
- Donkelaar, M. ten, Scheepers, M. 2004: A socio-economic analysis of technical solutions and practices for the integration of distributed generation. Bericht im Rahmen des Dispower-Projekts. ECN
- DTI 2004: System Integration of Additional Micro-Generation (SIAM). Bearbeitet von Mott MacDonald
- E-Control GmbH (Hg.) 2005: Dezentrale Erzeugung in Österreich.
- E.on Netz 2001: Ergänzende Netzanschlussregeln für Windkraftanlagen, 01.12.2001

- EPRI 2002: CEIDS Distributed Energy Resources Integration Element Program Plan. 6. März 2002
- EurEnDel: Technology and Social Visions for Europe's Energy Future - A Europe-wide Delphi Study, Summary Report, November 2004
- European Commission: New Era for electricity in Europe. Distributed generation: Key issues, challenges and proposed solutions, Report of the Directorate-General for Research, Brussels 2003
- EUS GmbH 2005: ‚Meilenstein für dezentrale Energieerzeugung, Pressemitteilung der Fa. EUS GmbH, 20. Januar 2005
- Gern, 2003: Deutsches Kommunalrecht, 3. Aufl. Baden-Baden
- IEA (International Energy Agency) (Hg.) 2002: Distributed generation in liberalized electricity markets. Paris
- Ilex (2004): Ancillary Service Provision from Distributed Generation. Studie im Auftrag des DTI
- International Energy Agency: Distributed generation in liberalised electricity markets, OECD/IEA 2002
- Kühne/Brodowski 2005: Das neue Energiewirtschaftsrecht nach der Reform 2005, in: NVwZ 2005, S. 849 ff.
- Leprich, Uwe 1994: Least-Cost Planning als Regulierungskonzept, Neue ökonomische Strategien zur rationellen Verwendung elektrischer Energie, Freiburg
- Leprich, Uwe / Thiele, Andreas 2004: Rahmen- und Erfolgsbedingungen für die weitere Verbreitung von Brennstoffzellen und anderen Klein-KWK-Anlagen in Deutschland, erstellt für das Umweltbundesamt, Berlin
- Lewald, N., Brendel, M. 2005: BMWA Leitprojekt Edison. Abschlussbericht, Gesamtbericht der Stadtwerke Karlsruhe GmbH
- Lynch, Jonathan: 'Micro Grid' power networks, in: Cogeneration and On-Site Power Production, May-June 2004, p..39-45
- 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
- Mühlstein, J. 2003: Vermiedene Netznutzungsentgelte der dezentralen Einspeisung. Gutachten im Auftrag des BKWK u.a.
- Müller, A. 2004: Das angepasste Netz, in: Energie&Management Jahresmagazin, 12/2004
- Neveling, Stefanie 2004: Europäisches Energierecht, Stand Mai 2004, in: Danner/Theobald, Energierecht, Kommentar, Kap. B.Ia, Rn. 309 ff.
- OFGEM 2004: Regulatory Challenges for Renewable and Distributed Generation in the UK. Präsentation von Gareth Evans, Oktober 2004

- Pehnt, Martin: Mikro-KWK und ihre Vernetzung, Vortrag im Rahmen der BMU-Fachtagung „Perspektiven dezentraler Energiesysteme“ am 26.1.2005 in Berlin
- Pehnt, Martin / Traube, Klaus 2004: Zwischen Euphorie und Ernüchterung. Stand und mittelfristige Perspektiven stationärer Brennstoffzellen, B.KWK/BUND
- Prillwitz et al.: Prillwitz, Frad/Holst, Axel/Weber, Harald 2004: Unterstützung der Primärregelung durch Windkraftanlagen, 11. Symposium Maritime Elektrotechnik, 03.-04.06.2004, Rostock
- Ramesohl, Stephan al. 2002: Die technische Entwicklung auf den Strom- und Gasmärkten, Wuppertal-Institut
- Reinhard, D. 2005: Das novellierte EEG aus der Sicht eines regionalen Netzbetreibers. e/m/w Zeitschrift für Energie, Markt, Wettbewerb. Nr. 1, Februar 2005, S.38-43
- Stephanblohme, Thomas / Bühner, Volker 2002: Virtuelles Kraftwerk: Energiewirtschaftliche Voraussetzungen & Leittechnik-Software, in Energie Innovativ 2002, Tagungsband Kongress Messezentrum Nürnberg 4-5.6.2002
- Strbac, G. 2005: Evaluation of costs and benefits of RES/DG options. Präsentation im Rahmen des EU-Projekts DG-GRID
- Vaillant 2004: Feldtest „Virtuelles Kraftwerk“ mit Brennstoffzellen-Heizgeräten gestartet, Presseinformation Vaillant vom 23.1.2004
- van der Vleuten, Erik / Raven, Rob 2005: Lock-in and change: Distributed Generation in Denmark, Energy Policy, in press
- van Overbeeke, Frank / Roberts, Vaughan 2002: Active networks as facilitators for embedded generation, in: Cogeneration and On-Site Power Production, March-April 2002, p. 37-42
- van Werven, M.J.N./Scheepers, M.J.J. 2005: Dispover – The Changing Role of Energy Suppliers and Distribution System Operators in the Deployment of Distributed Generation in Liberalised Electricity Markets, ECN, June 2005
- Watson, J. et al. 2003: Network Integration of Distributed Generation. International Research and Development. Bericht für das DTI.