

PROF. DR. JOACHIM MÜLLER-KIRCHENBAUER, CLAUSTHAL-ZELLERFELD, UND PROF. DR. UWE LEPRICH, SAARBRÜCKEN*

Anforderungen an leistungsfähige Verteilnetze im Rahmen der Energiewende

Die Energiewende wirft weite Schatten, die auch in die Rekommunalisierungsdebatte reichen. Die erforderlichen Veränderungen in den Verteilnetzen können zum Anlass genommen werden, die Auswirkungen kommunalen Eigentums auf die Umsetzbarkeit der Energiewende vertieft zu diskutieren.

Der folgende Beitrag fasst zunächst die größten Herausforderungen an die Verteilnetzbetreiber (VNB) beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien zusammen, bevor kontroverse Aussagen zur Frage kommunalen Eigentums und der Größe der Verteilnetze diskutiert werden. Ein kurzes Fazit schließt die Ausführungen ab.

Energiewende · Verteilnetze · Rekommunalisierung · Kooperation · Effizienz

I. Neue Aufgaben für Verteilnetzbetreiber im Rahmen der Energiewende

Es ist allgemein anerkannt, dass Verteilnetze vor neuen Anforderungen stehen. Es ist jedoch notwendig, diese zu konkretisieren, wenn aus den neuen Aufgabenstellungen strukturelle Konsequenzen abgeleitet werden sollen.

Der Ausbau und die Verstärkung der Mittel- und Niederspannungsnetze durch die Verteilnetzbetreiber wegen des Anschlusses zahlreicher Wind- und Photovoltaik-Anlagen stellen sicherlich keine grundsätzlich neuen Aufgaben dar, sondern zählen letztlich zum Tagesgeschäft. Die folgenden drei Aufgaben stellen in größerem Umfang Neuland für die VNB dar:

- Der bislang vorherrschende unidirektionale Stromfluss von oben nach unten im zentralisierten Verbundsystem wird immer stärker abgelöst durch bidirektionale Stromflüsse aufgrund des starken Ausbaus dezentraler Erzeugungsanlagen auch auf den unteren Spannungsebenen. Daraus ergeben sich weitergehende Anforderungen an ein intelligentes Netzlastmanagement mit dem Ziel, die Kosten für den Ausbau und die Verstärkung der Netze zu minimieren¹.
- Während bislang die VNB nur eine untergeordnete Rolle bei der Aufrechterhaltung der Systemsicherheit spielten, wird es künftig eine stärkere Zusammenarbeit zwischen ihnen und den Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) geben müssen. Lässt sich beispielsweise eine Gefährdung oder Störung durch netz- oder marktbezogene Maßnahmen nicht oder nicht rechtzeitig beseitigen, sind die ÜNB berechtigt und verpflichtet, von den VNB die Durchführung von Maßnahmen zur Stabilisierung des Elektrizitätsversorgungssystems anzufordern. Nach dem Prinzip der Kaskadierung werden demzufolge Handlungsanweisungen von der Übertragungsnetzebene über die einzelnen Verteilnetzebenen hin zum Letztverbraucher/Einspeiser umgesetzt². Bei einer Gefährdung oder Störung der Systemsicherheit in der Regelzone stellt der ÜNB an die technisch an sein Netz angeschlossenen VNB solche Anforderungen, die aus Sicht des ÜNB zur Minderung oder Beseitigung geeignet sind.
- Im Querverbund der einzelnen Infrastrukturen der Systeme Strom – Gas – Wärme nimmt die Bedeutung, das Potenzial und die Komplexität enorm zu. Mit der Vernetzung aller relevanten Einzelkomponenten dieser Infrastrukturen durch moderne Informati-

ons- und Kommunikationstechnologien (IKT) („Hybridnetze“) können die für die Energiewende notwendigen Speicher- und Flexibilität Funktionen sowie zusätzlich kostendämpfende Synergien und Effizienzeffekte erschlossen werden, wobei letztere im Rahmen der Netzregulierung Vorteile erbringen können³.

Der Schwierigkeitsgrad dieser Aufgaben und die damit verbundenen Know-How-Anforderungen sowie der Aufwand für die VNB legen es sicherlich nahe, stärker als in der Vergangenheit zu koordinieren und mit benachbarten Netzbetreibern zu kooperieren. Während die stärkere Kooperation zwischen den VNB eindeutig zu befürworten ist und entsprechende Kooperationsmodelle – für die es ja bereits erfolgreiche Beispiele gibt⁴ – positiv bewertet werden, lässt sich aus den neuen Aufgaben jedoch nicht ableiten, dass alle VNB in einem Bundesland oder einem darüber hinausgehenden Gebiet kooperieren sollten oder gar müssten. Im Besonderen sind keine Gründe erkennbar, die eine Kooperation innerhalb der Grenzen eines Bundeslandes und mit dem dort tätigen Verbundunternehmen zur besten Kooperationsform machen würden.

II. Neue technische Anforderungen an Verteilnetze im Rahmen der Energiewende

Grundsätzlich ist davon auszugehen, dass leistungsfähige Netze notwendig sind, die in der Lage sind, die Windenergie und Photovoltaik aufzunehmen und den künftigen Anforderungen einer intelligenten Netzsteuerung („smart grids“) zu genügen, und Netzverstärkungen zum Rücktransport des Stromes genauso notwendig sind wie intelligente Steuerungsmechanismen, um die Netzbeein-

* Prof. Dr. Joachim Müller-Kirchenbauer ist Inhaber des Lehrstuhls für Gasversorgungssysteme, Technische Universität Clausthal, Prof. Dr. Uwe Leprich ist an der Hochschule für Technik und Wirtschaft des Saarlandes und am Institut für Zukunftsenergiesysteme (IZES) tätig.

¹ Vgl. dazu ausführlich IZES u. a., Optimierungsstrategien Aktiver Netzbetreiber beim weiteren Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung (OPTAN), Studie im Auftrag des BMU, Dezember 2008.

² Vgl. BDEW/VKU, Mustervereinbarung über die Unterstützung von Maßnahmen gem. §§ 13 II, 14 I und 14 Ia EnWG, 2008, insbesondere Anhang 2.

³ Vgl. dazu Weissmüller, Stadtwerke als Querverbund-Netzbetreiber für Strom, Gas und Wärme – Synergien für die Gestaltung der Energiewende, Vortrag auf dem 3. Kongress 100% Erneuerbare Energien Regionen am 28.9.2011 in Kassel.

⁴ Vgl. dazu beispielsweise die Aktivitäten des Kooperationsnetzes Baden-Württemberg oder der Thüga-Gruppe.

flussungen, die von den regenerativen Anlagen ausgehen, steuern und steuerbare Lasten bei den Endkunden regeln zu können.

Im Detail ist hierbei zu beachten:

- VNB sind für eine sichere, zuverlässige, kosteneffiziente und leistungsfähige Verteilung von Elektrizität und Gas und die Bereitstellung der Netzanschlüsse verantwortlich. Damit verbunden ist der Betrieb, die Instandhaltung sowie der Neu-/Ersatzbau in einem bestimmten Gebiet.
- Nach dem EEG ist der Stromverteilnetzbetreiber zu einer vorrangigen Aufnahme von erzeugtem EE- und KWK-Strom verpflichtet. Dabei sind einerseits technische Herausforderungen wie die hohe Volatilität der Einspeisungen und der Transport über unterschiedliche Netzebenen (Rückspeisung) hinweg zu meistern: Wie oben bereits erwähnt ist damit zu rechnen, dass der künftige Stromfluss in den Verteilnetzen immer stärker bidirektional erfolgen wird. Ferner ist die korrekte Bilanzierung und Abrechnung der transportierten/gelieferten Mengen und weiterer administrativer Pflichten (bspw. im Rahmen des EEG) sicherzustellen.
- Der VNB ist für Messung und Messstellenbetrieb verantwortlich, soweit diese Aufgabe durch den Letztverbraucher nicht an einen Dritten vergeben wurde (Liberalisierung des Messwesens). Das Energiedatenmanagement ist jedenfalls beim Verteilnetzbetreiber konzentriert.

Die gesetzlichen Regelungen und regulatorischen Rahmenbedingungen im Hinblick auf diese neuen technischen Anforderungen gelten dabei für Verteilnetzbetreiber aller Größenordnungen, und es ist nicht erkennbar, dass kleinere Netzbetreiber diesen Anforderungen schlechter nachkommen könnten als größere. Dies wird insbesondere deutlich, wenn man sich die konkret anstehenden Maßnahmen vor Augen hält, die in verstärktem Maße auf die Verteilnetzbetreiber zukommen, und von denen nicht zu erwarten ist, dass sie die technologischen Kompetenzen auch sehr kleiner Netzbetreiber bei Inanspruchnahme von üblichen Beratungs- und Servicedienstleistungen der Hersteller und Lieferanten übersteigen würden:

- Eine kosteneffiziente bidirektionale Netznutzung verlangt die Implementierung eines umfassenden Netzmonitorings auch in den Mittel- und Niederspannungsnetzen, das dem Netzbetreiber über Betriebszustände, Betriebsmittelbelastungen, Einspeisungen, Lasten und Spannungsverhältnisse sowie über freie bzw. genutzte Netzkapazitäten Aufschluss gibt. Diese Daten-/Informationsplattform dient als integrierte Basis einer ebenfalls zu implementierenden Netzsteuerung in Echtzeit, wie die Steuerung regelbarer Transformatoren, Bereitstellung von Steuerinformationen für Speicher, Lasten oder Erzeugungen mit dem Ziel eines netzverträglichen Lastmanagements.
- Die zunehmenden Auswirkungen dezentraler fluktuierender Einspeisungen auf den Netzzustand und den Ausbaubedarf des Netzes erhöhen die Anforderungen an die Steuerung und mögliche Lastverschiebungen. Dezentrale Speicherung von Strom oder Gas könnte diese Lastverschiebung unterstützen. Diese und weitere denkbare Nutzungsmöglichkeiten intelligenter Anwendungen für Verbraucher sind über Stromzähler, die mehr Informationen über die Struktur des Stromverbrauchs geben oder einzelne ineffiziente Geräte identifizieren können, vorstellbar.
- Der Verbraucher selbst wird zunehmend zum aktiven Teil der Versorgungskette, zum Beispiel als Prosumer (Producer = Erzeuger, consumer = Verbraucher), nicht zuletzt dadurch, dass in stark steigendem Umfang Photovoltaik-Anlagen, Wärmepumpen oder auch gasgefeuerte Mikro-/Mini-BHKWs eingesetzt werden⁵.
- Das Verteilnetz ist durch die dezentralen Einspeisungen und die geänderten Lastflüsse in besonderem Maße betroffen. Dies erfordert in den betroffenen Verteilnetzen ein verstärktes Monitoring (Sensorik) und somit eine erweiterte Netzautomatisierung mit Steuerungsmöglichkeiten (Fernwirktechnik), auch in den Mittel- und Niederspannungsnetzen mittels neu zu implementierender

Informations- und Kommunikationssysteme zur Sicherstellung eines sicheren und kostengünstigen Netzbetriebs.

- Mehr Automatisierung der Netze in Verbindung mit einer besseren Verfügbarkeit von Daten über Schaltzustände, Betriebsmittelbelastungen, Lastflüsse, Belastungen, Einspeisungen und Spannungswerte im Netz sowie Steuerungsmöglichkeiten können dazu beitragen, das Netz und seine Komponenten effizienter betreiben zu können. Dies kann auch dazu führen, dass Investitionen teilweise zeitlich verschoben oder ggf. gänzlich vermieden werden können.
- Ein intelligentes Netz lässt sich vielfach nicht allein durch Automatisierung, neue Steuerungstechnik und sonstige Kommunikationsvorrichtungen verwirklichen. Soweit hierzu auch ein Ausbau des Netzes erforderlich wird, handelt es sich nicht nur um eine Aufgabe des jeweiligen Netzbetreibers, sondern um eine gesellschaftliche Kommunikationsaufgabe. Der Netzbetreiber braucht die Rückendeckung der Politik und anderer Akteure aus Wirtschaft und Gesellschaft, um einen möglichst breiten Konsens zu erreichen, was kommunale Unternehmen als besonders geeignete Träger dieser Maßnahmen kennzeichnet.
- Schnittstellen im intelligenten Netz müssen weitestgehend standardisiert sein. Darüber hinaus ist eine Verknüpfung der bereits existierenden Einzelnormen zur Beschreibung von Schnittstellen untereinander und mit neu entstehenden Standards notwendig. Konkrete Aufgaben sind im Einzelnen:

- Beteiligung der dezentralen Erzeuger an der Frequenzstützung, Netzstabilisierung oder zur Bereitstellung von Blindleistung zur Spannungshaltung,
- Kontrollierte Abschaltung/Zuschaltung von Verbrauchern/Einspeisern.
- Verlagerung des Verbrauchs von z.B. laststarken in lastarme Zeiten oder in Zeiten hohen regenerativen Energiedargebots.

Insgesamt legen diese Detailbeispiele den Schluss nahe, dass die Anforderungen an die Verteilnetze bei konkreter Betrachtung auch von kleinen Netzbetreibern angegangen werden können. Effizienzvorteile durch Skaleneffekte sind dabei selbstverständlich nicht ausgeschlossen, sondern vielmehr grundsätzlich zu erwarten. Es handelt sich aber durchgängig nicht um Maßnahmen, die eine Mindestgröße der damit befassten Unternehmen voraussetzen würden. Daher sollte es der unternehmerischen Verantwortung der Verteilnetzbetreiber weitestgehend selbst überlassen bleiben, in welcher Form der Kooperation und Koordination die Anforderungen erfüllt werden. Eine besondere Bevorzugung der Kooperation innerhalb eines Bundeslandes oder eines anderweitig vorgegebenen Gebiets kann durch die tatsächlich bestehenden Anforderungen nicht begründet werden.

III. Grundsätzliche Argumente für Verteilnetze in kommunaler Hand

Unter der Voraussetzung, dass eine Kommune den Betrieb der Verteilnetze wirtschaftlich effizient darstellen kann, sprechen eine ganze Reihe von Argumenten dafür, diese Infrastruktur im kommunalen Besitz zu haben:

- Die Energieversorgung gehört zu den Kernaufgaben kommunaler Daseinsvorsorge und ist in der Regel mit einem hohen Verantwortungsgefühl der Akteure verbunden, da sie sich vor Ort für ihre Aktivitäten verantworten müssen. Dadurch stehen die mit der Infrastruktur erzielbaren Renditen nicht allein im Zentrum der Aufgabenerfüllung, sondern die Sicherung der Versorgung zu bezahlbaren Preisen. Dies sichert auf Dauer die Akzeptanz der Bürger für das Unternehmen.

⁵ Vgl. dazu verschiedene Untersuchungen im Rahmen der E-Energy-Projekte (<http://www.e-energy.de>).

- Kommunale Infrastrukturen tragen unmittelbar zur kommunalen/ regionalen Wertschöpfung bei; es fließen keine Gewinne ab. Zudem sind mit ihrem Betrieb dauerhaft Arbeitsplätze verbunden, die mit Personal aus der Kommune bzw. der Region besetzt sind und damit das Know-How vor Ort nutzen.
- Über den steuerlichen Querverbund lassen sich öffentliche Aufgaben wie die Bereitstellung eines öffentlichen Personennahverkehrs finanzieren.
- Neben den steuerlichen Vorteilen bestehen weitere Möglichkeiten, durch eine Verknüpfung des Betriebs der Strom- und Gasnetze mit anderen Infrastrukturdiensten, insbesondere Netzen, Effizienzsteigerungen zu erzielen. Dies ist etwa in der Wasser- und Wärmeversorgung erreichbar, da die Rohrleitungsnetze für Gas, Wasser und Wärme trotz technischer Unterschiede im Detail doch eine Vielzahl von Gemeinsamkeiten aufweisen; diese ermöglichen sowohl Skalen- als auch Kopplungsvorteile. Ähnliches gilt für Netze der Informations- und Kommunikationstechnik (IKT). Auch bei diesen gibt es Synergiepotenziale aus vergleichbarem Know-how und – jedenfalls in der Neuerschließung – Möglichkeiten einer gemeinsamen Verlegung von IKT- mit anderen Netzen sowie mögliche Vorteile in der Kundengewinnung durch gebündelte Angebote aus einer Hand.
- Viele kommunale Infrastrukturunternehmen sind als Stadtwerke im Querverbund organisiert, d. h. sie betreiben neben der Strom- auch noch eine Gas- und häufig eine Wärmesparte. Der Querverbund bietet neben den Chancen einer dezentralen Erzeugung in Kraft-Wärme-Kopplung künftig auch verstärkte Möglichkeiten einer gemeinsamen Optimierung der Systeme im Sinne von Hybridnetzen.
- Eine Erweiterung der kommunalen Aktivitäten entlang der Wertschöpfungsketten der Strom- und Gasversorgung (Vertrieb, Beschaffung, Stromerzeugung, Gasspeicherung und -produktion) ermöglicht andere zusätzliche Geschäftsfelder und Synergien im Zuge einer Netzübernahme. Weitere Vorteile können aus Sicht der Kommune z. B. darin liegen, verschiedene städtische Infrastrukturen mit kurzen Kommunikationswegen und Synergiepotenzialen zu betreiben, die emotionale Verbundenheit der Bürger und Kunden zu nutzen und zu stärken.
- Die mit starkem öffentlichen Interesse verfolgten Aktivitäten zu Smart Metering und Elektromobilität haben ebenfalls einen engen Bezug zu den Energie- und IKT-Netzen, wenn hierdurch eine effiziente Gestaltung der innerhalb eines übergreifenden Infrastrukturdienstleistungsunternehmens kombinierten Prozesse ermöglicht wird. Konzepte der Elektromobilität können im kommunalen Umfeld insbesondere mit dem Betrieb und der Optimierung des ÖPNV verschränkt werden. Weitere Möglichkeiten zur Ausweitung der Geschäftsmodelle bestehen in der Straßenbeleuchtung, Contracting-Modellen für Energieversorgung und Energieeffizienzprojekten bis hin zum Liegenschaftsmanagement.

Diese und weitere Argumente zeigen, dass eine Kooperation oder Zusammenschlüsse in sehr großen Einheiten wie auf Ebene von Bundesländern oder darüber hinaus – so sie denn noch positive Effizienzeffekte generieren – jedenfalls auch mit dem Verlust von positiven Effekten einhergehen können. Dies ist bei einer Gesamtbewertung zwingend zu beachten. Aber auch die positiven Effizienzeffekte sehr großer Einheiten können nicht selbstverständlich vorausgesetzt werden, wie im nachfolgenden Abschnitt gezeigt wird.

IV. Spielt die Größe von Verteilnetzen und Netzbetreibern eine Rolle?

Die o.g. grundsätzlichen Argumente für Verteilnetze in kommunaler Hand gelten unter der Voraussetzung, dass kommunale Eigentümer den Betrieb der Netze wirtschaftlich effizient und sicher darstellen können. Dabei stellt sich die Frage, ob dies von der Größe der Netze abhängig ist.

In wissenschaftlichen und politischen Beiträgen⁶ werden häufig die Thesen vertreten, dass

- eine bestimmte Mindestgröße an Netzeinheiten erforderlich sei, um die künftig erhöhten Anforderungen effizient wahrnehmen zu können,
- ein Betrieb der Verteilnetze in kleinen Einheiten zulasten von Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität gehe,
- die optimale Unternehmenslandschaft für die Energieversorgung aus großen privatwirtschaftlich betriebenen Unternehmen bestehe und
- ein Abweichen von dieser Struktur zu hohen volkswirtschaftlichen Mehrkosten führe.

Die positiven Auswirkungen kommunalen Eigentums an den Verteilnetzen außerhalb des Effizienzaspekts wurden bereits im vorigen Abschnitt dargestellt, so dass die hier ableitbaren Kernfragen lauten:

- Sind kleine Netzbetreiber wirklich ineffizienter als große?
- Gefährden kleine Netzbetreiber wirklich die Versorgungssicherheit?

Die direkten Effizienzwirkungen kommunalen Eigentums werden hier nicht betrachtet.

1. Zur Effizienz von Netzbetreibern unterschiedlicher Größe

Für die Beantwortung der ersten Frage kann zunächst auf die aktuell verfügbaren Dokumentationen der Effizienzergebnisse der Regulierungsbehörden zurückgegriffen werden, die allerdings die Unternehmen im vereinfachten Verfahren nicht umfassen. Für einen Beleg der oben wiedergegebenen Hypothesen müssten die Ergebnisse für die kleineren Unternehmen, in der Regel unter 100.000 angeschlossene Kunden, die von den Landesregulierungsbehörden reguliert werden, niedrigere Effizienzen ausweisen als für die größeren Unternehmen, in der Regel über 100.000 angeschlossene Kunden, die von der *BNetzA* reguliert werden. Ein Blick auf die tatsächlichen Ergebnisse am Beispiel Baden-Württembergs zeigt nun aber, dass eher das Gegenteil der Fall ist. Für Baden-Württemberg haben sich beim Effizienzvergleich 2008 folgende Resultate für die Netzbetreiber in Landeszuständigkeit ergeben – mit einem Durchschnittswert von 93,31%. Für die größeren Unternehmen in Bundeszuständigkeit lag der Durchschnittswert mit 92,2% niedriger:

Netzbetreiber	Sitz	Effizienzwert
Stadtwerke Fellbach GmbH	Fellbach	80,00%
Albstadtwerke GmbH	Albstadt	85,97%
FairEnergie GmbH	Reutlingen	86,31%
Stadtwerke Villingen-Schwenningen GmbH	Villingen-Schwenningen	86,40%
Stadtwerke Schwäbisch Gmünd GmbH	Schwäbisch Gmünd	89,92%
Stadtwerke Waiblingen GmbH	Waiblingen	90,00%
Stadtwerke Pforzheim GmbH & Co. KG	Pforzheim	90,95%

⁶ Vgl. z.B. Resolution der SPD-Landtagsfraktion Baden-Württembergs, vgl. Fn 1; vgl. *WIK-Consult*, Bericht „Anforderungen an die „Unternehmenslandschaft“ zur volkswirtschaftlich bestmöglichen Bewältigung der derzeitigen und zukünftigen Aufgaben im Strom- und Gasmarkt – Brauchen wir eine Re-Kommunalisierung der Energiewirtschaft? Studie für die RWE AG, 2010; vgl. auch *Bundesverband Neue Energieanbieter (BNE)*, bne-Positionspapier: (Re-)Kommunalisierung gefährdet die Energiewende, 20.1.2011.

Stadtwerte Baden-Baden	Baden-Baden	91,15%
Stadtwerte Tübingen GmbH	Tübingen	91,73%
Stadtwerte Konstanz GmbH	Konstanz	91,86%
Thüga Energienetze GmbH	Schifferstadt	94,20%
Stadtwerte Sindelfingen GmbH	Sindelfingen	94,49%
Technische Werke Friedrichshafen GmbH	Friedrichshafen	100,00%
Albwerk GmbH & Co. KG	Greislingen a.d. Steige	100,00%
Stadtwerte Heidelberg Netze GmbH	Heidelberg	100,00%
NHF Netzgesellschaft Heilbronn-Franken GmbH	Heilbronn	100,00%
Gemeindewerke Krauchenwies	Krauchenwies	100,00%
Gemeindewerke Niefern-Öschelbrunn	Niefern-Öschelbrunn	100,00%
TWS Netz GmbH	Ravensburg	100,00%
Durchschnitt		93,31%

Zuständigkeit der BNetzA

Netzbetreiber	Sitz	Effizienzwert
24/7 Netze GmbH	Mannheim	82,53%
Energiedienst Netze GmbH	Rheinfelden	82,70%
SWU Netze GmbH	Ulm	88,30%
Stadtwerte Karlsruhe Netze GmbH	Karlsruhe	90,93%
Elektrizitätswerk Mittelbaden Netzges. mbH	Lahr	92,56%
Badenova NETZ GmbH	Freiburg	92,85%
Netzgesellschaft Ostwürttemberg GmbH	Ellwangen	100,00%
Stadtwerte Schwäbisch Hall GmbH	Schwäbisch Hall	100,00%
EnWB Regional AG	Stuttgart	100,00%
Durchschnitt		92,21%

Auch wenn der Unterschied der Durchschnittseffizienzen zugunsten der kleineren Unternehmen nur gering ist, so ist jedenfalls festzuhalten, dass eine höhere Effizienz der größeren Unternehmen aus diesen Daten sicher nicht abzuleiten ist. Man sieht vielmehr, dass z.T. sehr kleine Netzbetreiber wie z.B. die Stadtwerte Niefern-Öschelbrunn einen maximalen Effizienzwert von 100% erreichen, während die Energiedienst Netze GmbH, die sich knapp zur Hälfte in den Händen der EnWB AG befindet, einen deutlich schlechteren Effizienzwert aufweist.

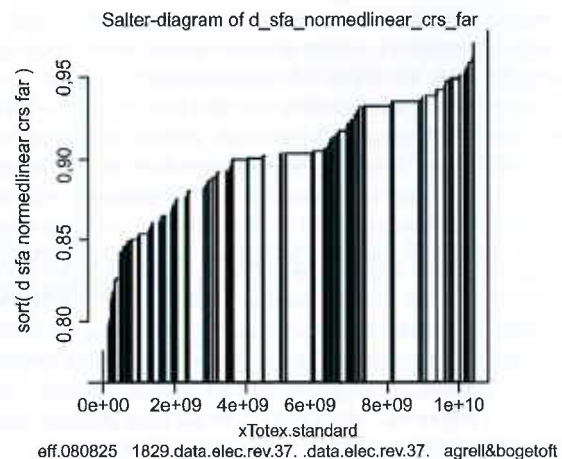
Es wäre nun denkbar, dass diese Ergebnisse durch besondere Gegebenheiten in Baden-Württemberg beeinflusst werden oder nur durch derartige Besonderheiten zustande kommen. Neben regionaltypischen Besonderheiten könnten hierfür auch Unterschiede in der Regulierungspraxis bei der Umsetzung der Benchmarking-Ergebnisse nach § 12 ARegV in die Ermittlung der Ineffi-

zienzen nach § 15 ARegV in Frage kommen. Daher sind die Effizienzergebnisse auch außerhalb von Baden-Württemberg in den Blick zu nehmen. Die aussagekräftigsten bundesweiten Daten (für die zumindest eine rudimentäre öffentlich zugängliche Ergebnisdokumentation vorliegt) stammen aus dem ersten Effizienzvergleich der BNetzA im Jahr 2008. Die Ergebnisdokumentation enthält für die standardisierten und die nicht-standardisierten Aufwandsparameter jeweils Salter-Diagramme, die sowohl Größe als auch Effizienz der Netzbetreiber erkennen lassen. Der Bericht vom 14.11.2008, Version 2 fasst hieraus die wesentlichen Erkenntnisse für die Auswirkungen unterschiedlicher Betriebsgrößen auf die Effizienzwerte wie folgt zusammen⁷:

„Die Salter-Diagramme ... ordnen die errechneten Effizienzwerte des DEA Modells 3 der Betriebsgröße der Verteilernetzbetreiber zu. Als Maß der Betriebsgröße werden hierbei die Aufwandsparameter und Aufwandsparameter mit standardisierten Kapitalkosten unterstellt. ... Das Salter-Diagramm zeigt in beiden Abbildungen eine *gleichmäßige Mischung der Betriebsgröße über die gesamten Effizienzwerte.*“ (Hervorhebung durch die Autoren)

Bei diesen Ergebnissen ist allerdings zu beachten, dass die Diagramme die (durch Ziffer 4 der Anlage 3 zu § 12 ARegV vorgegebene) DEA-Spezifikation nicht-fallender Skalenerträge, Kennzeichnung „ndrs“ für non-decreasing returns to scale, beinhalten. Diese Spezifikation wirkt sich zugunsten sehr kleiner Netzbetreiber aus.

Daher ist diesbezüglich die Dokumentation der detaillierten Effizienzergebnisse nach der Stochastic Frontier Analysis (SFA) noch aussagekräftiger, da die SFA keine vergleichbare Spezifikation zugunsten sehr kleiner Netzbetreiber aufweist, sondern mit konstanten Skalenerträgen, Kennzeichnung „crs“ für *constant returns to scale*, angewandt wird. Die Ergebnisse der SFA⁸ zeigen ebenfalls, dass die großen Unternehmen (breite Säulen) bei der differenzierten Analyse keineswegs zu den effizientesten Netzbetreibern gehören müssen, sondern evtl. erst durch die „Best-of-Four“-Kombination unterschiedlicher Kostenbasen und Benchmarking-Verfahren nach § 12 III und IVa ARegV zu hohen Effizienzwerten kommen. Die kleineren Netzbetreiber (schmale, teilweise kaum sichtbare Säulen) sind auch bei den effizientesten Unternehmen (am rechten Rand der Darstellung) zu finden:

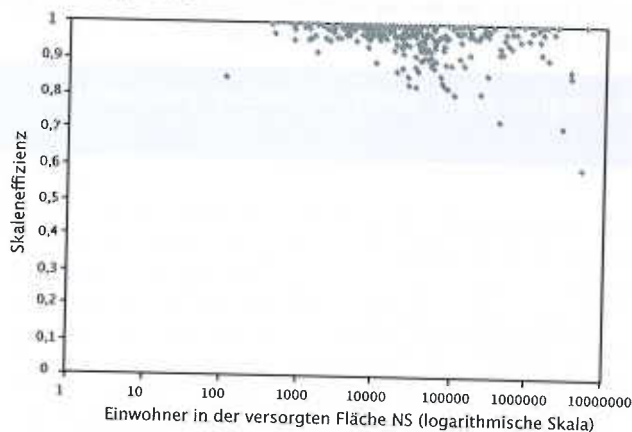


Quelle: SUMICSID, PROJEKT GERNER IV, Efficiency Analyses for Network Regulation: ELEC Efficiency Analyses, 22.9.2008, aktualisiert 29.9.2008

- 7 http://www.smwa.sachsen.de/set/431/GERNER_IV_Effizienzvergleich_VNB_Endbericht_strom_v04.07_final_schwarz.198346.pdf, S. 59, Nr. 5.12.
- 8 http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/Anreizregulierung/Berichte/Veroeffentlichungen/Gutachten/ErgebnPraesEffizWertVerteilNetzBetrStromId14565pdf.pdf?__blob=publicationFile, S. 68.

Auch für diese deutschlandweiten Analysen ist jedoch festzuhalten, dass die kleinsten Unternehmen unter 15.000 angeschlossenen Kunden bei Gasverteilnetzen und 30.000 angeschlossenen Kunden bei Stromverteilnetzen, die nach § 24 ARegV im vereinfachten Verfahren reguliert werden, in der zuvor wiedergegebenen Ergebnisdokumentation nicht enthalten sind. Die BNetzA führte 2005/2006 im Rahmen der Konzeptentwicklung zur Anreizregulierung nach § 112a EnWG auf Basis vorläufiger Daten Effizienzvergleichsrechnungen auch unter Einschluss der kleinen und sehr kleinen Netzbetreiber durch, die heute in der Regel im vereinfachten Verfahren reguliert und keiner dedizierten Effizienzprüfung unterzogen werden⁹. Dort heißt es:

„Die Skaleneffizienz eines Netzbetreibers ist ein Maß für Effizienzgewinne, die sich durch eine Vergrößerung oder Verkleinerung der Unternehmensgröße bei der verwendeten Strukturparameterauswahl erzielen ließen. Die (folgende) Abbildung zeigt, dass skaleneffiziente Unternehmen im gesamten Spektrum der Netzbetreibergrößen auftreten. Dies ist ein Indikator für annähernd konstante Skalenerträge. Die Netzbetreibergröße ist hier durch die Anzahl der Einwohner in der versorgten Fläche NS dargestellt. Eine andere Wahl der Referenzgröße (z.B. Anzahl der Zählpunkte) ergibt sehr ähnlich Diagramme.“



Quelle: BNetzA, Bericht nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21 a EnWG, 30.6.2006, S. 293.

Auch wenn die in diesen konzeptionellen Effizienzvergleichsrechnungen verwendete Datenbasis, die zugrunde gelegten Parameter und die eingesetzten Benchmarking-Methoden nicht in allen Einzelheiten den später in der ARegV konkretisierten Rahmenvorgaben entsprachen, erfüllen sie doch deren Grundstruktur. Insbesondere wurde auch untersucht, ob die DEA-Effizienzwerte bei unterschiedlichen DEA-Spezifikationen deutliche Unterschiede aufweisen. Dies war nicht der Fall, vielmehr wiesen die Effizienzwerte für konstante (crs) und nicht fallende (ndrs) Skalenerträge eine Korrelation von 99,7% auf¹⁰ – hierin ist ein weiteres Indiz dafür zu sehen, dass die oben dargestellten Ergebnisse des Effizienzvergleichs 2008 im Wesentlichen nicht durch die DEA-Spezifikation „ndrs“ begründet sind.

Insgesamt lässt sich aus diesen Ergebnisdokumentationen das Fazit ziehen, dass auf Basis der derzeit öffentlich verfügbaren Daten die Größe des Netzbetreibers und damit des Netzes empirisch nichts über die Effizienz desselben aussagt. Insbesondere stützen sie die Schlussfolgerung nicht, dass kleine Netzbetreiber per se ineffizienter seien. Der darin liegende Widerspruch zu den theoretisch klar belegten subadditiven Kostenstrukturen der Energienetze bedarf der näheren Untersuchung. Ein Erklärungsansatz könnte in sehr schwach ausgeprägten Skaleneffekten liegen, die durch andere Einflüsse deutlich überlagert werden. Ein weiterer maßgeblicher Erklärungsansatz dürfte ferner darin zu sehen sein, dass auch kleinere Netzbetreiber über Kooperationen Skaleneffekte, Synergien oder

Verbundvorteile realisieren können, ohne hierfür ihre Selbständigkeit aufgeben zu müssen.

2. Zur Qualität der Versorgung in kleinen Netzen

Die Autoren waren an Forschungs- und Entwicklungsarbeiten zur Untersuchung und Sicherstellung der Versorgungssicherheit und insbesondere der Netzzuverlässigkeit beteiligt. Aus diesen Erfahrungen lassen sich keine Anzeichen ableiten, dass kleine Netzbetreiber diese Qualitätsmerkmale schlechter erfüllen würden als große. Aus einigen Netzübernahmen von Teilnetzen großer Betreiber ist ferner bekannt, dass nach erfolgter Übereignung des Netzes erhebliche Wartungs- und Instandhaltungsdefizite erkannt wurden. Auch wenn dies nicht als Regelfall betrachtet werden kann, zeigt es doch, dass jedenfalls Eigentum und Betriebsführung von Verteilnetzen bei großen Unternehmen nicht per se eine Gewähr für eine qualitativ hochwertige Aufgabenerfüllung bieten. Aus diesem (guten) Grund ist in der Anreizregulierung (§ 19 II ARegV) auch vorgesehen, dass die Netzzuverlässigkeit durch ein eigenständiges Regulierungsinstrument sichergestellt wird. Aus der Konzeptentwicklung und den Veröffentlichungen der BNetzA zu diesem Regulierungsinstrument (Q-Element Strom) ergeben sich ebenfalls keine Hinweise, dass kleine Verteilnetzbetreiber ihre Aufgaben schlechter erfüllen würden als große Verteilnetzbetreiber. Vielmehr wurde als maßgebliche Einflussgröße die unterschiedliche Dichte der Versorgungsaufgabe herangezogen, die (bei hoher Dichte) in städtischen Versorgungsgebieten eine hohe Netzzuverlässigkeit zur Referenz macht.

Es gibt aus bisherigen offiziellen Untersuchungen also keine Anhaltspunkte dafür, dass kleine Verteilnetzbetreiber per se ineffizienter wären als große. Auch die These, dass kleine Netzbetreiber die Versorgungssicherheit und -qualität gefährden würden, ist im Lichte der bisherigen Erfahrungen nicht haltbar.

V. Rekommunalisierung im Licht der Energiewende

Jenseits der Überlegungen, ob große Privatkonzerne die Netze effizienter und sicherer betreiben könnten als ein kommunales Unternehmen, spielt bei der Rekommunalisierung eine wichtige Rolle, inwieweit der Wettbewerb insgesamt dadurch gestärkt und inwieweit die Kommune dadurch in die Lage versetzt würde, stärkere Beiträge zur Energiewende zur erbringen.

Die Rekommunalisierung kann zweifellos positive wettbewerbliche Effekte befördern. Grundsätzlich können mit Netzrückkäufen neue Energieunternehmen entstehen, die auch einen eigenständigen Marktauftritt anstreben. Die Auswirkungen auf den Gesamtmarkt bleiben naturgemäß gering, solange nur einzelne Kommunen selbständig sind oder werden. Bei Zusammenschlüssen oder Kooperationen von mehreren Kommunen hingegen sind insgesamt spürbare Auswirkungen zu erwarten. Da jede wettbewerbsrelevante Beteiligung eines Verbundunternehmens an einem Verteilerunternehmen die bestehenden Marktstrukturen verfestigen kann, ist auch davon auszugehen, dass das Auflösen dieser Bindung jedenfalls diese Verfestigung nicht weiter fortschreiben wird.

Schließlich sind jene kommunalen Unternehmen, die sich schon lange und glaubwürdig für Energieeffizienz und den Ausbau der erneuerbaren Energien engagiert haben, auch in der weiteren Ent-

⁹ http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/BNetzA/Sachgebiete/Energie/AllgemeineInformation/BerichtAnreizregulierung/BerichtzumDownload/d6715pdf.pdf?__blob=publicationFile, S. 292.

¹⁰ Vgl. BNetzA, Bericht nach § 112a EnWG zur Einführung der Anreizregulierung nach § 21 a EnWG, 30.6.2006, S. 293, Rn. 1330.

wicklung die glaubwürdigsten Akteure für die Umsetzung der Energiewende. Vorrangiges Ziel muss sein, die Energiewende möglichst effektiv und effizient voranzubringen. Vieles spricht dafür, dass dies vor Ort mit Unternehmen in kommunaler Hand und im Querver-

bund am besten gelingen kann. Insgesamt zeichnet sich ein künftig nachhaltigeres und wettbewerblideres energiewirtschaftliches Gesamtsystem durch heterogene Strukturen und ein Nebeneinander von vielen kleinen und größeren Unternehmen ab.

MARKUS LANGE, BONN*

Entstehung und Zweck der Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas aus kartellrechtlicher Sicht

Mit dem jüngst in Kraft getretenen Markttransparenzstellen-Gesetz regelt der Gesetzgeber bestimmte Aspekte der kartellrechtlichen Aufsicht und der energierechtlichen Aufsicht in der leistungsgebundenen Energie gemeinsam. Dies trägt dem Umstand Rechnung, dass es insbesondere hinsichtlich der für die wirksame Aufsicht erforderlichen Datengrundlage enge Zusammenhänge zwischen den Bereichen geben kann. In der mit dem Gesetz geschaffenen Markttrans-

parenzstelle Strom/Gas arbeiten BNetzA und BKartA in neuer Art und Weise zusammen. Der Beitrag zeichnet die Entstehung des Markttransparenzstellen-Gesetzes nach und geht darauf ein, in welcher Weise die Zielrichtung des Vorhabens in diesem Prozess weiterentwickelt worden ist. Er stellt den Zweck des Gesetzes und die einzelnen Vorschriften dar. Der Beitrag reißt schließlich die für praktische Ausfüllung des Gesetzes notwendigen Schritte an.

Markttransparenzstelle · Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel · REMIT-Verordnung · Pivotalanalyse · Kapazitätszurückhaltung · Energiewende

I. Einleitung

Mit dem Gesetz zur Einrichtung einer Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas¹ sind zum Ende des Jahres 2012 die Voraussetzungen für eine umfassendere Aufsicht über die Strom- und Gasmärkte geschaffen worden. Der Verabschiedung des Gesetzes ging ein mehrjähriger eingehender Diskussionsprozess voraus, der auch durch die gleichzeitige dynamische Entwicklung der Energiemärkte sowie durch parallele Gesetzgebungsmaßnahmen auf europäischer Ebene geprägt war.

Dieser Beitrag soll die neuen Regelungen, die mit dem MTS-G geschaffen werden, in ihrer Entstehung und ihrem Zweck darstellen und die bei der Umsetzung zu lösenden Fragen skizzieren. Gegenstand der Betrachtung sind dabei die leistungsgebundenen Energien Strom und Gas. Die Instrumente, die das MTS-G daneben zur Beobachtung der Kraftstoffmärkte einführt, werden nicht näher beleuchtet². Hinsichtlich der Strom- und Gasmärkte liegt der Schwerpunkt auf den kartellrechtlichen Aspekten des MTS-G; die regulierungsrechtlichen Aspekte des Gesetzes werden einbezogen, soweit dies zum Verständnis der kartellrechtlichen Aspekte geboten ist.

Der Beitrag zeichnet die Entstehung des MTS-G nach und geht darauf ein, in welcher Weise die Zielrichtung des Vorhabens in diesem Prozess weiterentwickelt worden ist. Er stellt den Zweck des Gesetzes und die einzelnen Vorschriften dar. Der Beitrag reißt schließlich die für praktische Ausfüllung des Gesetzes notwendigen Schritte an.

II. Genese und Entwicklung des Gedankens der Markttransparenzstelle

Die Notwendigkeit einer intensivierten Aufsicht über die Großhandelsmärkte für Strom und Gas stellte die Monopolkommission in ihrem Sondergutachten³ zur leistungsgebundenen Energie im Jahr 2007 dar. Sie sprach sich für die „Einführung eines Market Monitoring“ unter Mitwirkung „einer speziellen Marktüberwachungsstelle“ aus⁴. Die Aufmerksamkeit der Monopolkommission wurde insbeson-

dere durch Transaktionen an der Leipziger Energiebörse EEX geweckt, welche die Frage aufkommen ließen, ob es Manipulationen der Börsenpreise gab, die wiederum Rückwirkungen auf die außerbörslichen Großhandelspreise haben konnten⁵. Die im Sondergutachten diskutierten Bedenken erstreckten sich auf die Frage der Marktmachtausübung durch die großen Energieerzeugungsunternehmen unter Nutzung der Energiebörse EEX⁶. Nach den damals formulierten Vorstellungen der Monopolkommission könnte die Gefahr der Ausübung von Marktmacht durch geeignete Mechanismen begrenzt werden. So könnte die einzurichtende Marktüberwachungsstelle „marktrelevante Informationen – z.B. über verfügbare Netzkapazitäten, über die Anzahl der Teilnehmer auf dem Spot- und Terminmarkt sowie über die Verteilung der gehandelten Angebots- und Nachfragemengen auf einzelne Unternehmen – zeitnah ... erheben und die Bietstrategien der Börsenteilnehmer auf marktkonformes Handeln und Manipulationsversuche ... überprüfen.“⁷ Die bereitzustellenden Informationen müssten hinreichend umfangreich und detailliert sein, um die „Informationsasymmetrien zwischen Aufsichtsbehörden und Marktteilnehmern zu beheben.“⁸

Im März 2009 leitete das BKartA seine Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel⁹ („Sektoruntersuchung“) ein, deren

- * Markus Lange ist Beisitzender der 8. Beschlussabteilung und Leiter der Arbeitsgruppe Energie-Monitoring und Markttransparenzstelle Strom/Gas des BKartA. Der Beitrag gibt lediglich die persönlichen Ansichten des Autors wieder.
- 1 Gesetz zur Einrichtung einer Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas v. 5.12.2012, BGBl 2012 I, 2403 – MTS-G.
- 2 Im Folgenden bezeichnet der Begriff „Markttransparenzstelle“ grundsätzlich die entsprechende Stelle im Bereich von Strom und Gas.
- 3 Monopolkommission, Strom und Gas 2007: Wettbewerbsdefizite und zögerliche Regulierung, Sondergutachten Nr. 49, BT-Drs. 16/7087.
- 4 Monopolkommission, (o. Fn. 3), Tz. 211.
- 5 Monopolkommission, (o. Fn. 3), Tz. 190.
- 6 Monopolkommission, (o. Fn. 3), Tz. 210.
- 7 Monopolkommission, (o. Fn. 3), Tz. 211.
- 8 Monopolkommission, (o. Fn. 3), Tz. 212.
- 9 BKartA, Sektoruntersuchung Stromerzeugung/Stromgroßhandel, Bericht gem. § 32 e III GWB, Januar 2011, im Internet verfügbar: http://www.bundeskartellamt.de/wDeutsch/download/pdf/Stellungnahmen/110113_Bericht_SU_Strom__2_.pdf.