

Optimierungsstrategien für Netzbetreiber

Dierk Bauknecht, Heiko Bokelmann, Elfried Evers, Günther Frey, Juri Horst, Uwe Leprich und Knut Schrader

Mit einem zunehmenden Anteil an das Stromverteilnetz angeschlossener dezentraler Anlagen auf der Grundlage von erneuerbaren Energien und KWK wird deren Integration in das Stromsystem, d. h. in die Netze und Märkte, zwingend erforderlich. Auch die Beeinflussung und Systemintegration der Nachfrageseite durch Maßnahmen der Energieeffizienz und des Lastmanagements (Demand Side Management, DSM) wird ein immer wichtigerer Faktor für die Ökonomie der Netze. Jedem Verteilnetzbetreiber (VNB) stehen daher, auch im Rahmen der EU-Binnenmarktrichtlinie Elektrizität, mehrere betriebswirtschaftliche Strategien und Verhaltensmuster offen, die jeweils ihre spezifischen Auswirkungen auf seine individuelle Netzkostenbilanz haben.

Technisch wird zukünftig eine Verknüpfung erneuerbarer Energien zu dezentralen Systemen und deren Optimierung „vor Ort“ an Bedeutung gewinnen. Für die Umsetzung der technischen Konzepte der Systemintegration muss ein entsprechender institutioneller Rahmen geschaffen werden, der den beteiligten Akteuren und insbesondere den Betreibern der Verteilnetze die Optimierung dezentraler Systeme ermöglicht. Diesen Fragestellungen ist das Institut für Zukunftssysteme (IZES gGmbH) mit Partnern in dem vom Bundesumweltministerium geförderten Projekt „Optimierungsstrategien Aktiver Netzbetreiber beim weiteren Ausbau erneuerbarer Energien zur Stromerzeugung“ (OPTAN) nachgegangen.

Fallstudien zur Netzintegration in Großbritannien und Dänemark

Sowohl der britische als auch der dänische Fall sind Beispiele dafür, dass Stromerzeugung durch erneuerbare Energien nicht mehr als Nischenmarkt betrachtet, sondern als integraler Bestandteil des Stromsystems behandelt wird, der eine Anpassung der Infrastruktur und des Regulierungsrahmens erforderlich macht. Im australischen D-Faktor-Regime, das ebenfalls im Bericht kurz dargestellt ist, wird dezentrale Erzeugung (DE) in der Regulierung sogar als mögliche Alternative zu Netzinvestitionen behandelt.

Während sich diese Diskussion in Großbritannien wegen des relativ geringen Anteils dezentraler Erzeugung noch vor allem auf Regulierungskonzepte bezieht, geht es in Dänemark um einen Umbau des Stromsystems. Beide Fallstudien bestätigen, dass ein nachhaltiges Versorgungssystem eine entsprechende Infrastruktur erfordert. Netzbetreiber sind folglich wichtige Akteure eines Systemumbaus und müssen in der Regulierung entsprechende Anreize erhalten. In der Tabelle 1 werden die wichtigsten Ergebnisse aus der britischen und dänischen Fallstudie zusammengefasst.

Eine Systematisierung der technisch-ökonomischen Auswirkungen dezentraler Optio-



Die dezentrale Energieversorgung wird zu einem wichtigen Faktor in den Verteilnetzen. Es gilt, proaktiv für die Integration und das Management der dezentralen Anlagen zu sorgen
Foto: Getty/Colln Anderson

nen auf den Netzbereich führt zu 4 stilisierten Kostenszenarien. Im Vergleich zum 1. Szenario (Netzkosten ohne DE) können dezentrale Optionen eine Reihe von Zusatzkosten im Netz verursachen, u. a. Netzerweiterungskosten. Als dritte Möglichkeit wären diese zusätzlichen Kosten durch den Netzbetreiber allerdings zumindest teilweise beeinflussbar, d. h. die Zusatzkosten könnten reduziert werden. In einigen Fällen ist es darüber hinaus möglich, nicht nur die netzseitigen Zusatzkosten von DE zu reduzieren, sondern mit diesen auch Netzkosten, die ohne diese Energieumwandlungstechnik angefallen wären, zu reduzieren oder zu vermeiden (siehe Abb. 1).

Unterscheidung der Netzbetreiber in vier Typen

Diese Kategorisierung bildet die Grundlage für die Unterscheidung der Netzbetreiber

in vier Typen, die die jeweilige ökonomische Rationalität und prinzipielle Haltung der Netzbetreiber gegenüber dezentralen Optionen beschreiben. Das technische Konzept des aktiven Netzmanagements wird damit ergänzt durch ökonomisch-organisatorisch ausgerichtete Leitbilder. Im Folgenden werden diese Typen als der „Passive Netzbetreiber“, der „Neutrale Dienstleister“, der „Aktive Netzbetreiber“ und der „Systemoptimierer“ bezeichnet.

Alle, mit Ausnahme des „Passiven Netzbetreibers“, zeichnen sich dadurch aus, dass sie das von außen vorgegebene DE-Volumen bereitwillig akzeptieren und ohne Behinderung an ihr Netz anschließen. Allerdings unterscheiden sie sich in dem Maßnahmenportfolio, das sie dafür nutzen. Während der „Neutrale Dienstleister“ vor allem für einen reibungslosen und effizienten Netzanschluss sorgt, werden die Anlagen vom „Aktiven

Tab.: Überblick über die beiden Fallstudien

	Dänemark	UK
Status dezentraler Erzeugung und Netzentwicklung	Mit über 50 % sehr hoher DE-Anteil im internationalen Vergleich, dadurch auch Anpassungsdruck auf das bestehende Stromsystem. Weitgehende Pläne für eine Systemtransformation werden entwickelt und umgesetzt (Cell-Konzept)	Relativ geringer DE-Anteil, kein Anpassungsdruck. Politische Ziele, den DE-Anteil zu erhöhen
Governance der Stromnetze	Systemtransformation nicht durch Anreizregulierung gesteuert. Verstaatlichter Übertragungsnetzbetreiber treibt den Systemumbau voran. Starke kooperative Elemente (statt marktbasierter Anreize)	Zentrale Rolle der Netzregulierung, Steuerung über Erlösanreize. Internationaler Vorreiter der Anwendung und Entwicklung der Anreizregulierung. Explizite DE-Policy, auch im Rahmen der Netzregulierung. Zunehmende Bedeutung langfristiger Perspektive und kooperativer Elemente im Rahmen der Netzregulierung

Netzbetreiber“ entsprechend ihrer jeweiligen Charakteristik auch in den Netzbetrieb integriert, z. B. durch technische Konzepte des aktiven Netzmanagements.

Der vierte Typ, der „Systemoptimierer“, baut auf dem „Aktiven Netzbetreiber“ auf und versucht wie dieser, die von außerhalb vorgegebenen Anlagen effizient in sein Netz zu integrieren. Darüber hinaus ist es aber auch sein Ziel, den netzseitigen Wert dieser Anlagen zu erhöhen und Probleme auf Seiten des Netzes mit ihnen zu lösen. Dazu ist dieser VNB aktiv bemüht, weitere dezentrale Optionen in seinem Netzgebiet zu erschließen, die aus Netzsicht vorteilhaft sind und die in einzelnen Fällen sogar Netzinvestitionen ersetzen können. Der „Systemoptimierer“ verhält sich so, wie es in §14,2 EnWG vorgesehen ist.

Ein zentrales Kennzeichen des Systemoptimierers ist es, dass er dezentrale Energien nicht nur kostengünstig in sein Netz integriert, sondern dass er die Systemgrenze seiner Handlungsoptionen ausweitet. Diese Optionen innerhalb und außerhalb des Netzes vergleicht er dann auf der gleichen Kalkulationsgrundlage. Wir verwenden dafür den Begriff der einzelwirtschaftlichen Optimierung. Diese unterscheidet sich von der betriebswirtschaftlichen Optimierung dahingehend, dass sie alle Handlungsoptionen mit der gleichen ökonomischen Rationalität überprüft und sich für die kostengünstigste entscheidet, unabhängig davon, wie sich diese Entscheidung auf den Gewinn des handelnden Akteurs auswirkt. Um es dem Netzbetreiber zu ermöglichen, seine Aktivitäten entsprechend auszurichten, muss seine betriebswirtschaftliche mit dieser einzelwirtschaftlichen Perspektive zur Deckung gebracht werden – insbesondere durch den regulatorischen Rahmen.

Modellierung eines regionalen dezentralen Energiesystems

In mehrere Szenarien wurde für das Netz in Schwäbisch Hall mittels Simulationen untersucht, wie sich ein optimiertes Netzlastmanagement im konkreten Fall gestalten ließe. Sowohl dezentrale EEG- und KWK-Anlagen in der Industrie, aber auch Maßnahmen auf der Kundenseite, wie Lastmanagement und Effizienzverbesserungen der Haushalte wurden betrachtet.

■ **Base:** stellte das Ausgangsszenario dar, basierend auf den Netz- und Einspeisedaten der Stadtwerke Schwäbisch-Hall.

■ **PÖL:** ergänzt Szenario „Base“ um ein in 2007 in Betrieb gegangenes Pflanzöl-BHKW.

■ **Ind. BHKW:** ergänzt „PÖL“ um wärmegeführte BHKW-Anlagen in der Industrie.

■ **Ind. DSM:** zusätzliche Berücksichtigung von Abschaltleistung in der Industrie.

■ **PV2020:** ist in die Zukunft gerichtet und geht von einem erheblichen Zuwachs der PV-Anlagen bis zum Jahr 2020 aus.

■ **Effi HH:** geht von einer Reduktion des Strombedarfs in Haushalten bis 2020 aus.

■ **BioErdgas:** Einsatz von BioErdgas in den KWK-Anlagen.

Die Ergebnisse zeigen, dass durch die Nutzung dezentraler Optionen der Bezug aus dem vorgelagerten Netz technisch gesehen mehr als halbiert werden könnte. Aber erst

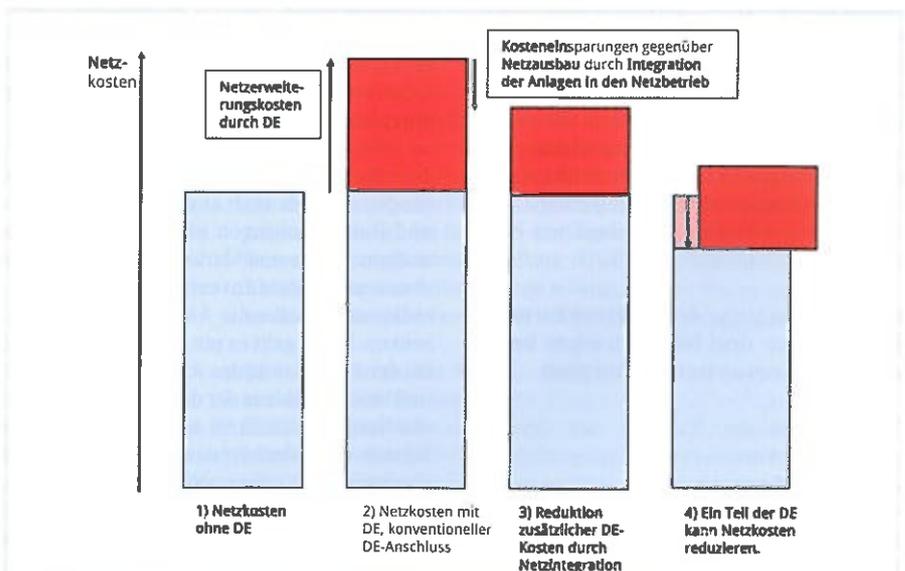


Abb. 1 Netzkosten dezentraler Optionen und prinzipielle Handlungsmöglichkeiten des Verteilnetzbetreibers (VNB)

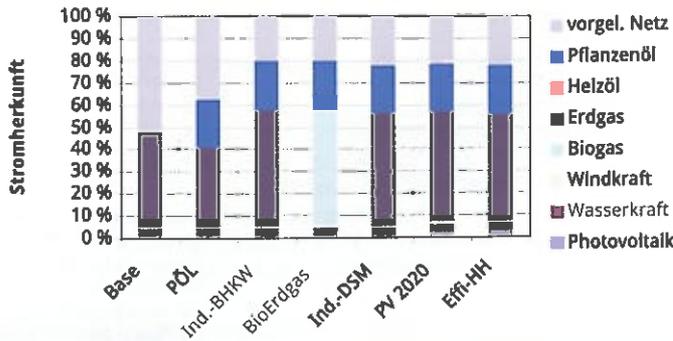


Abb. 2 Veränderung des Strommixes durch Ausbau der DE-Optionen

durch eine ausgefeilte Logik eines übergeordneten Energie- und Lastmanagements lässt sich eine so weitgehende Einsparung erreichen und die Verlässlichkeit derselben auch absichern.

Wirtschaftlich ist der gezielte und gemanagte Einsatz dezentraler Optionen interessant. Vor dem Hintergrund der vermiedenen Netzentgelte ergeben sich für die Beteiligten mehrere positive Aspekte, u. a. Kostensenkungspotenziale in den vorgelagerten Netzen durch nachhaltige Lastvermeidung bzw. -begrenzung und somit auch Senkung der Netzkostenumlage auf die Endverbraucher sowie Wertschöpfung durch Lastmanagement (DSM)-Dienstleistungen. Außerdem erhöht sich für dezentrale Einspeiser (außer EEG) die Summe der vermiedenen Netzentgelte, es ist somit Wertschöpfung mittels des Netzlastmanagements durch den VNB möglich. Dabei handelt es sich nicht allein um die erneuerbaren Energien, sondern auch um den Ausbau von KWK-Anlagen zunächst noch auf der Basis von Erdgas. Sofern ausreichend vorhanden, könnte Erdgas auch durch Bio-Erdgas ersetzt werden, wie es das zusätzlich eingefügte Szenario „BioErdgas“ darstellt. Hierdurch ließen sich die CO₂-Emissionen nochmals erheblich gegenüber dem Strombezug aus dem vorgelagerten Netz reduzieren (siehe Abb. 2).

Optimierung der Anreizstrukturen für Anlagen- und Netzbetreiber beim Ausbau erneuerbarer Energien

Wie können im Rahmen der Anreizregulierung Anreize für eine Integration der dezentralen Erzeugung in die Netze gegeben werden? Eine kostenbasierte Regulierung ist geeignet, Anreize gegen DE zu neutralisieren. Da aber mit den Leitbildern des „Aktiven Netzbetreibers“ und des „Systemoptimierers“ auch angestrebt wird, dass die Netzbetreiber über den Anschluss der Anla-

gen hinaus dafür sorgen, dass diese effizient integriert werden, reicht die Ermittlung und Anerkennung der nachgewiesenen Kosten nicht aus. Vielmehr besteht im Rahmen der Anreizregulierung der Anspruch, auch für DE nur diejenigen Kosten anzuerkennen, die für eine effiziente Leistungsbereitstellung unabdingbar sind bzw. die sich bei Wettbewerb einstellen würden. Daher erscheint eine stärker preisbasierte Regulierung notwendig, die entsprechende Anreize geben kann.

Wir plädieren deshalb insgesamt für eine Kombination aus preis- und kostenbasierten Elementen. Dafür spricht, dass Netzbetreiber so einerseits durch das kostenbasierte Element gegen das Risiko der zusätzlichen DE-Kosten abgesichert werden können (Anreize neutralisieren, Leitbild des „Neutralen Dienstleisters“), und andererseits durch das preisbasierte Element einen Anreiz erhalten, DE effizient in ihr Netz zu integrieren (positive Effizienzreize, „Aktiver Netzbetreiber“ und „Systemoptimierer“). Das preisbasierte Element kann durch die Anerkennung von Kostenpauschalen abgebildet werden, die auf effizienten Lösungen beruhen.

Zur Unterstützung dezentraler Einspeisungen gehören auch angemessene Service- und Dienstleistungen mit dem Ziel, Informationsdefizite und Marktzutrittschancen abzubauen sowie Investitions- und Transaktionskosten für die Anlagenbetreiber zu senken. Dabei geht es um die Servicequalität bei der Bearbeitung des Anschlussbegehrens und beim Anschluss der dezentralen Anlagen ans Netz, die sich darin ausdrückt, dass dem Betreiber der dezentralen Optionen zeitnah die benötigten Informationen bereitgestellt werden und das Anschlussbegehren insgesamt ohne Verzögerung bearbeitet wird. Diese Leistungen des „Neutralen Dienstleisters“ sollten im Rahmen einer Qualitätsregulierung honoriert bzw. eine Unterschreitung von Mindeststandards sanktioniert werden.

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

Dort heißt es in Artikel 14 Abs. 7 (Elektrizitätsbinnenmarkttrichtlinie): „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 rechtliche Vorgabe ist auch die Grundlage für den dargestellten Netzbetreibertyp des „Systemoptimierers“. Als Folge ihrer bisherigen Nicht-Berücksichtigung ist es oft auch in den Fällen, in denen dezentrale Optionen einzelwirtschaftlich günstiger sind, für den Netzbetreiber betriebswirtschaftlich attraktiver, auf den Netzausbau zu setzen.

Zur Lösung des Problems erscheint eine Kombination eines hybriden Mechanismus, den wir für die allgemeine Regulierung der DE-Kosten empfohlen haben, und einer preisbasierten Regulierung der Investitionskosten geeignet, dem Netzbetreiber auch Anreize für die Umsetzung der obigen Vorschrift zu geben. Ein grundsätzlicher Vorteil dieser Herangehensweise ist, dass kein spezielles Regulierungsregime für jene dezentrale Optionen geschaffen werden muss, die Netzkosten einsparen können. Der Regulierer muss folglich auch nicht im Einzelfall beurteilen, welche Variante um wie viel günstiger ist. Mit Hilfe dezentraler Optionen Netzkosten einzusparen wird vielmehr zu einer Effizienzoption für den Netzbetreiber selbst. Dass er einen Teil der dabei entstehenden Kosten als DE-Kosten an die Netzkunden weiterreichen kann, sollte ihm einen zusätzlichen Anreiz geben, diese Optionen zu nutzen.

Dipl.-Pol., M.sc. D. Bauknecht, Wissenschaftlicher Mitarbeiter für Energie & Klimaschutz, Ökoinstitut e.V., Freiburg; Dipl.-Kfm. H. Bokelmann, Wirtschaftsprüfer und Steuerberater, Dr. Dornbach und Partner GmbH, Saarbrücken; Dr. E. Evers, Prokurist; K. Schrader, Geschäftsführer, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, Aachen; Prof. Dr. U. Leprich, wiss. Leiter IZES gGmbH; Dipl. Physiker G. Frey, Dipl.-Wirt.-Ing. J. Horst, Energiewirtschaft/Zukunftsmärkte, Institut für Zukunfts-EnergieSysteme IZES gGmbH, Saarbrücken leprich@izes.de