

Netzintegration der erneuerbaren Energien – Steuerung der Energieflüsse

Prof. Dr.
Peter Zacharias

ISET
pzacharias@
iset.uni-kassel.de

Dr. Christof Wittwer
Fraunhofer ISE
christof.wittwer@
ise.fraunhofer.de

Dr. Franz Trieb
DLR
franz.trieb@dlr.de

Prof. Dr. Uwe Leprich
IZES
leprich@izes.de

Einleitung

Der Forschungs- und Entwicklungsstand sowie günstige energiepolitische Randbedingungen ermöglichen der Nutzung erneuerbarer Energien in Deutschland ein rasantes Wachstum. Zur Bruttostromerzeugung trägt die Windenergie mittlerweile 4,4%, die Wasserkraft 2,1%, die Biomasse 3,5% (davon 50% biogener Abfall) und die Photovoltaik 0,17% bei, insgesamt knapp über 10% [1]. Bezieht man sich auf den Nettobedarf der Verbraucher, liegen die Anteile etwa 16% höher. Damit sind erneuerbare Energien nicht mehr als unbedeutende Kleinst-einspeiser anzusehen und müssen in die strategische Planung der Stromversorgung einbezogen werden.

Zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage und zur Regelung des Verbundnetzes sind Maßnahmen nötig und möglich, die perspektivisch eine weitgehende Unabhängigkeit von fossilen Brennstoffen in Aussicht stellen.

1. Status und Wandel der Stromversorgungsnetze durch erneuerbare Energien

Das gut ausgebaute europäische Stromnetz orientiert sich in seiner heutigen Grundstruktur an zentralen, großen Kraftwerken, die über das Verbundnetz miteinander verknüpft sind und den Strom in fast alle Regionen Europas liefern. Um das Netz nicht zu überlasten und keine Ressourcen zu verschwenden, betreiben die Energieerzeuger eine detaillierte und mittlerweile sehr präzise Planung des Strombedarfs des jeweils kommenden Tages, um nur soviel Energie zur Verfügung zu stellen, wie benötigt wird. Pumpspeicher-Wasserkraftwerke dienen als kurzfristig verfügbare Störungsreserve oder als Spitzenlastlieferanten. Die wirtschaftliche

Attraktivität der „Veredelung von überschüssigen Nachtstrom“ zu teurer Regelenergie ist im Zuge der Liberalisierung der Strommärkte noch gestiegen.

Problemstellung

Aus Sicht der Energieversorgungsunternehmen (EVU) arbeiten dezentrale Mikrokraftwerke, wie Windenergieanlagen, Blockheizkraftwerke und Photovoltaikanlagen, „gegen“ die konventionellen Kraftwerke. Sie werden als negative Last angesehen, als eine Stromeinspeisung, die das bestehende ausgeklügelte System der Bereitstellung von Energie stören könnte. Insbesondere weil nicht planbar sei, wann die Sonne scheint oder der Wind weht. Hohe Anteile an fluktuierender Einspeiseleistung erforderten von den Betreibern des Netzes die Bereitstellung teurer Regelleistung.

1.1 Möglichkeiten einer optimalen Netzintegration

Prognosesysteme

Um die wachsende Einspeisung aus nachhaltigen Energiequellen besser kalkulieren zu können und die Produktion von Strom aus anderen Quellen entsprechend zu mindern, benötigen die Energieerzeuger Prognosesysteme [2] zur Vorhersage der Menge des künftig eingespeisten Stromes aus Wasser-, Wind- oder Sonnenkraft.

Kommunikationssysteme

Erzeuger und Abnehmer von Energien werden in ihren Rollen als Kunden und Produzenten zukünftig zunehmend austauschbar. Denn immer mehr Kleinstkraftwerke, auch in Privathaushalten, speisen Energie ins Netz ein. Deshalb ist es erforderlich, alle Beteiligten mit einem Kommunikationssystem [3, 4] zu verknüpfen, damit Anbieter und Nachfrager ihr Geschäft in Eigenregie und zu einem individuellen Preis aushandeln können. Wenn der Kühlschrank

zum Beispiel noch besser isoliert wird, kann er noch längere Zeiten gut gekühlt zwischen dem Anlaufen des Kompressors überbrücken. Über ein Informationsnetz – wie das Internet – kann der Kühltisch den aktuellen Strompreis abfragen und mit seiner Kältereserve abgleichen, um im richtigen Moment zu einem attraktiven Preis (wenn viel Strom angeboten, aber wenig nachgefragt wird) Energie einzukaufen, in Kälte zu verwandeln und zu speichern.

Stromhandel

Ebenso ist es denkbar, dass Stromanbieter wenn der Strombedarf steigt, nicht ein Spitzenlastkraftwerk wie eine Gasturbine oder ein Pumpspeicherkraftwerk anfahren, sondern beispielsweise aus Blockheizkraftwerken in Wohnhäusern Strom kaufen. Diese stellen im Winter Strom als Abfallprodukt der Heizung bereit, können aber zu Spitzenlastzeiten auch dann in Betrieb genommen werden, wenn kein Wärmebedarf besteht.

Ausbau der Netzstrukturen

Bereits heute übersteigt der Strom aus Windenergieanlagen in einigen Regionen die Netzlast zu Schwachlastzeiten. Um noch größere Leistungen dezentraler Erzeuger über das Verbundnetz in die Verbrauchszentren transportieren zu können, muss die Netzstruktur daher weiter ausgebaut werden. In der Dena-Studie [6] wurden Strategien für die verstärkte Nutzung regenerativer Energieträger und ihre Auswirkungen auf das Verbundsystem bis zum Jahr 2015 entwickelt. Schwerpunkt der Studie ist die Integration der im Jahr 2015 zu erwartenden Windkraftleistung im On- und Offshore-Bereich von ca. 37.000 MW in das elektrische Verbundsystem, da diese mittelfristig das größte Potenzial hat, den Anteil der erneuerbaren Energien an der Stromerzeugung zu erhöhen. Das Ergebnis der Studie ist, dass rund 400 km des vorhandenen 380 kV-Verbundnetzes (mit insgesamt ca. 18.000 km) zu verstärken und rund 850 km neu zu bauen sind. Die Versorgungssicherheit kann bei Realisierung von bestimmten Maßnahmen auf heutigem Niveau gewährleistet werden. Die Mehrkosten für den Ausbau der Windenergie würden für private Haushalte im Jahr 2015 etwa 0,4 bis 0,5 Cent je kWh betragen.



Leistungselektronik als Schlüsselelektronik

Als neue Schlüsseltechnologie ist die Leistungselektronik in nahezu alle Bereiche der Versorgung und Nutzung elektrischer Energie vorgedrungen. In anwendungsspezifischen Schaltungstopologien steuerbarer Halbleiterschalter werden durch verschiedenste Modulations- und Demodulations-Techniken elektrische Spannungen und/oder Ströme aus den zur Verfügung stehenden Eingangs- in die gewünschten Ausgangsgrößen umgewandelt. Der Einsatz der Leistungselektronik erstreckt sich von der Energieerzeugung über die Verteilung bis hin zur bedarfsgerechten Umformung und Bereitstellung der Energie beim Endverbraucher. Leistungselektronische Stellglieder zur Anbindung dezentraler und regenerativer Energiequellen und Speicher an das Netz, zur Verbesserung der Netzstabilität (FACTS - flexible alternating current transmission systems) und zur Netzkupplung (HGÜ – Hochspannungs-Gleichstromübertragung) erhöhen die Versorgungssicherheit und Versorgungsqualität. [7]

Grundlegende und übergreifende Aspekte zu den Themen dezentrales Power-Quality- und Netzmanagement, Kommunikationsstrukturen und -techniken, Energiemanagement und Betriebsführungsstrategien sowie Informationsmanagement werden derzeit im BMBF-Netzwerk Energie und Kommunikation [5] bearbeitet.

Abbildung 1

Erneuerbare Energien erfordern ein gut ausgebautes Übertragungsnetz und moderne elektronische Kommunikationsinfrastrukturen in den Verteilnetzen der Verbraucher und Erzeuger.

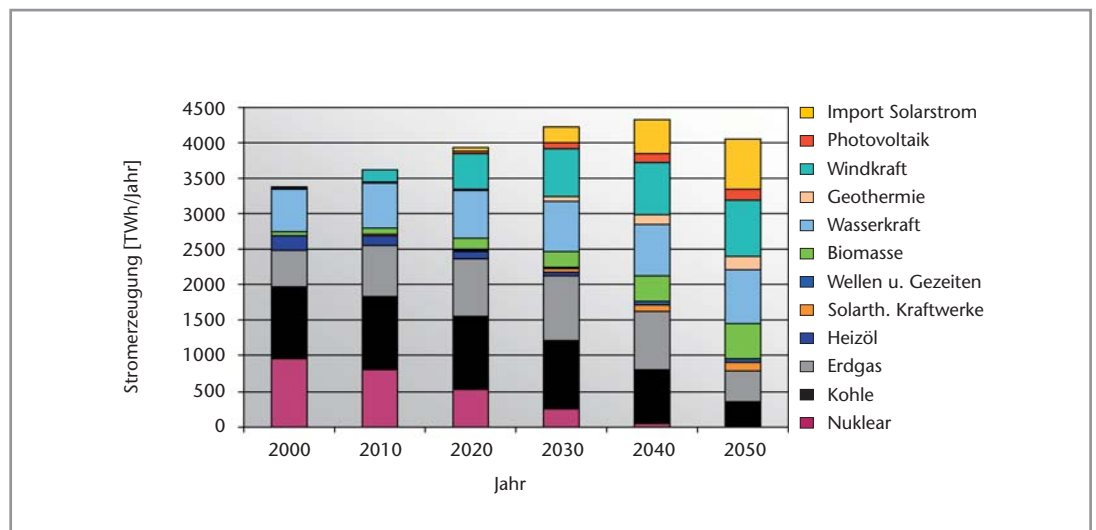
2. Internationaler Stromaustausch

Im Rahmen einer aktuellen Studie [8] des Deutschen Zentrums für Luft- und Raumfahrt wurde untersucht, inwieweit Stromimporte aus solarthermischen Kraftwerken in Nordafrika einen Beitrag zur nachhaltigen Stromversorgung Europas leisten können (Abb. 2). Langfristszenarien für die einzelnen europäischen Länder zeigen, wie der europäische Strombedarf bis 2050 zu 80% durch heimische erneuerbare Energiequellen im Verbund mit solarem Importstrom umweltfreundlich und zu dauerhaft niedrigen Kosten zwischen 5 - 7 ct/kWh gedeckt werden kann. Erneuerbare Energiequellen benötigen im Durchschnitt eine noch etwa 10-15 jährige Einführungsphase mit öffentlicher Unterstützung unter geeigneten politischen und legalen Rahmenbedingungen, um zur kostengünstigsten Energiequelle für die Stromerzeugung heranzureifen und den derzeitigen Anstieg der Energiekosten nachhaltig zu stoppen. Gleichzeitig kann die Importabhängigkeit der europäischen Stromerzeugung reduziert und deren Kohlendioxidstoß bis 2050 auf 25% der Emissionen des Jahres 2000 gesenkt werden. Den in der Studie entwickelten Szenarien wurden rigore Nachhaltigkeitskriterien zugrunde gelegt – sichere Deckung der elektrischen Last, Umweltverträglichkeit, umfassende ökonomische Verträglichkeit – die von einem ausgewogenen erneuerbaren Energiemix mit Unterstützung

fossiler Regelenergie hervorragend erfüllt werden können.

Der Import von Solarstrom erfordert eine Infrastruktur zur Hochspannungs-Gleichstromübertragung (HGÜ), die die große Entfernung von etwa 3000 km zwischen Nordafrika und Mitteleuropa mit nur 10% Stromverlust überbrücken kann. Solarthermische Kraftwerke mit großen Spiegelfeldern und thermischen Energiespeichern für den Nachtbetrieb können auf diese Weise langfristig regelbare, gesicherte elektrische Leistung aus Sonnenenergie auch für Mittel- und Nordeuropa zu Kosten von nur etwa 5 ct/kWh liefern. Unter der Voraussetzung des politischen Willens und der baldigen Einleitung von Maßnahmen zur Umsetzung des Konzepts könnte der Solarstromimport aus Nordafrika etwa im Jahr 2020 beginnen und bis 2050 Anteile von etwa 15% am europäischen Stromverbrauch erreichen. Langfristig muss das europäische Stromnetz durch eine HGÜ-Infrastruktur ausgebaut werden, die analog zum Autobahnnetz für effiziente Fernverbindungen mit nur wenigen Abzweigungen zum regionalen und lokalen Verteilernetz sorgt. Ein solches Verbundnetz erhöht die Redundanz und Ausfallsicherheit des Netzverbundes, verbessert die Einbindung und Verteilung von Strom aus großen erneuerbaren Produktionszentren wie z.B. Offshore-Windparks und Wasserkraftwerken, und erhöht die zeitlichen Ausgleichseffekte zwischen den verschiedenen erneuerbaren Quellen.

Abbildung 2
Szenario der
Stromerzeugung
für 30 europäische
Länder bis 2050,
www.dlr.de/tt/trans-csp



3. Rolle der Stromverteilnetzbetreiber

Während technische Möglichkeiten der Ausgestaltung dezentraler Stromsysteme¹ unter besonderer Berücksichtigung erneuerbarer Energien bereits weitgehend entwickelt wurden (wie z.B. Dispower, Edison, KonWerl), klafft nach wie vor eine erhebliche Lücke bei der Umsetzung. Ohne eine akteursbezogene Umsetzungsforschung, schweben Konzepte wie „virtuelle Kraftwerke“, „Microgrids“ oder „dezentrale Energiemanagementsysteme“ im luftleeren Raum. Man muss also die Frage stellen, mit welchen Instrumenten, Methoden und Rahmenbedingungen man weiter kommt. Die Umsetzungsforschung umfasst ein breites Aufgabenspektrum, das auch Handlungsmöglichkeiten einbezieht.

Erneuerbare Energien stärker integrieren

Fest steht zunächst: Mit zunehmendem Anteil kann die Stromerzeugung mit erneuerbaren Energien 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 sie nicht mehr nur Energie, sondern auch Kapazität ersetzen, zunehmend steuerbar werden und möglicherweise auch Systemdienstleistungen zur Verfügung stellen müssen. Die Integration vieler dezentraler angebots- und nachfrageseitiger Optionen in einem Netzgebiet lässt sich konzeptionell in einem „virtuellen Netzlastkraftwerk“ zur Steigerung dezentraler Effizienz zusammenfassen:

- Dezentrale Effizienz ist dabei definiert als Verminderung der in einem abgeschlossenen System zentral vorzuhaltenden Leistung zur Erfüllung einer Versorgungsaufgabe.

Paradigmenwechsel notwendig

Eine derart ausgestaltete Systemintegration erfordert einen Paradigmenwechsel sowohl bei den Anlagenbetreibern als auch bei den Netzbetreibern. [9] Auf der Betreiberseite kommt man bei zunehmender Verbreitung der Anlagen nicht umhin, 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 die an das Verteilnetz angeschlossenen Erzeugungsanlagen nicht mehr als passives, nicht steuerbares Anhängsel gesehen werden, sondern aktiv in das Management der Netze einbezogen werden [10].

Wir gehen davon aus, dass insbesondere Stromverteilnetzbetreibern bei der Realisierung eines stärker dezentralisierten Stromsystems eine Schlüsselrolle zukommt („aktive Netzbetreiber“). [9,10] Allerdings existieren für sie derzeit vielfältige Negativanreize, die sie von der systematischen Berücksichtigung und Integration dezentraler Optionen abhalten können:

- Jede dezentrale Erzeugungsanlage, die zur Eigenversorgung oder zur Versorgung Dritter dient, bedeutet in der Regel eine Erlös- und Gewinneinbuße für ihn.
- Durch den Fördermechanismus des EEG entstehen zusätzliche Transaktionskosten. 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 dezentraler Erzeugungsanlagen, desto aufwändiger wird der Betrieb und der Unterhalt des Netzes, zum Beispiel wenn das Netz und die daran angeschlossenen Anlagen zu Wartungszwecken außer Betrieb genommen werden müssen.

Wenn man der Ansicht ist, dass eine stärkere Dezentralisierung des Stromsystems – verbunden mit einem ehrgeizigen Ausbau erneuerbarer Energieanlagen – auch gegen die Interessen der Netzbetreiber politisch durchgesetzt werden kann und sollte, bedarf es keinerlei Anstrengungen zur Überwindung von Interessen unterschieden.

¹ Wir konzentrieren uns in diesem Abschnitt auf dezentrale erneuerbare Stromerzeugungsoptionen, d.h. wir blenden die besondere Problematik zentraler Optionen wie insbesondere Wind-Offshore-Anlage aus.

Ist man jedoch der Ansicht, dass diese Herangehensweise auf Dauer zu kurz greift, kommt man nicht umhin, sich vor allem mit der Anreizstruktur der Stromnetzbetreiber im Detail zu beschäftigen und zu versuchen, bestehende Negativanreize gegenüber der stärkeren Verbreitung erneuerbarer Energieanlagen zumindest zu neutralisieren und darüber hinaus zusätzliche positive Anreize zu vermitteln.

Will man also die Stromnetzbetreiber – und hier vor allem die Verteilnetzbetreiber – als mögliche dezentrale Systemoptimierer und „Umbauakteure“ hin zu einem stärker dezentralisierten Stromsystem aktivieren, erfordert dies zwingend entsprechende Weichenstellungen im Regulierungskonzept.

4. Regulierung der Netznutzungsentgelte

In Deutschland befindet sich der Aufbau der Netzregulierung 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 eine Reihe detaillierter Regelungen verankert werden. Dazu gehören folgende Elemente:

- Bei der Prognose der Betriebskosten ist abzusichern, dass die absehbaren Kosten, die durch die Realisierung dezentraler Anlagen im Netzgebiet künftig anfallen, als Kostenart explizit berücksichtigt werden. Eventuell können hier Kennziffern entwickelt werden, die einen Bezug zwischen der dezentralen Anlage und ihren durchschnittlich verursachten Kosten für den Netzbetreiber herstellen.
- Qualitätskennziffern, die etwas über die dezentrale Effizienz im Netzgebiet aussagen, werden beim Effizienzvergleich dergestalt berücksichtigt, dass eine gute Qualität eine Abweichung der Netzentgelte nach oben rechtfertigt.
- Zur Neutralisierung des Mengenanreizes und damit des Anreizes zur Unterbindung der Eigenerzeugung bedarf es einer perio-

denübergreifenden Mengensaldierung, bei der der jeweilige preisbewertete Mengensaldo entweder jährlich oder im nächsten Regulierungszyklus im Rahmen der Startwertfestlegung berücksichtigt wird.

- Belohnungen und Sanktionen für die Erfüllung bzw. Nichterfüllung von Qualitätszielen im Hinblick auf die Realisierung dezentraler Anlagen 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 einen Praxistest für einen modellhaften regulatorischen Umgang damit bei einem ausgewählten Netzbetreiber durchgeführt werden.

5. Zusammenfassung und Ausblick

Mit der großmaßstäblichen Nutzung der erneuerbaren Energien verändern sich sowohl die Verfahren zur Energieerzeugung, die Versorgungsstrukturen, als auch die Aufgaben von Energieversorgungsunternehmen, die Wirtschafts- und Finanzverhältnisse von Energieproduzenten und -konsumenten, die Struktur und Anzahl der Akteure im Energiebereich und die Nutzungstechnologien in einem evolutionären Prozess.

Dabei werden neue Versorgungsstrukturen entstehen, die überwiegend durch dezentrale, d.h. verbrauchernahe Erzeugung, geprägt sind. Besonders relevant sind dabei: Die Nutzung ausgeprägter lokaler Ressourcen (z. B. Wind, Sonne, Biomasse etc.), Leistungssicherung auf unterschiedlichen Netzebenen durch Ergänzung verschiedener, unterschiedlich fluktuierender Erzeuger sowie interkontinentale Energieübertragung aus besonders ertragreichen Regionen (Ausbau des Verbundnetzes). Jede erneuerbare Energiequelle mit energiewirtschaftlich interessantem Ausbaupotenzial wird, quantitativ und regional verschieden, ihren Beitrag leisten müssen.

Literatur

- [1] Bundesumweltministerium-Publikation: Erneuerbare Energien in Zahlen – nationale und internationale Entwicklung, Stand Mai 2006, www.erneuerbare-energien.de
- [2] K. Rohrig, B. Lange, „Application of Wind Power Prediction Tools for Power System Operations“, proceedings of the 2006 IEEE Power Engineering Society General Meeting, Montreal, Canada, June 2006
- [3] Erge. T.; Wittwer, C. et al.: „Distributed Generation with high penetration of renewable energy resources. Report on improved power management in low voltage grids by the application of the PoMS system“, ENK5-CT-“001-00522, Deliverable 9.3 of European Research Project DISPOWER, Freiburg, Germany, 21.12.2005
- [4] C. Bendel, G. Ebert, D. Nestle: Integration der Strom- und Wärmeerzeugung in den Wohnbereich – dezentrale Versorgungssicherheit, FVS-Jahrestagung 2006, Berlin, September 2006
- [4] BMBF-Netzwerk: Energie und Kommunikation, www.euk.org
- [6] Dena-Studie: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020, Berlin 2005, www.dena.de
- [7] VDE: www.vde.com/VDE/Fachgesellschaften/ETG/Arbeitsgebiete/Leistungselektronik/
- [8] DLR-Studie: Szenario der Stromerzeugung für 30 europäische Länder bis 2050, www.dlr.de/tt/trans-csp
- [9] P. Späth, D. Bauknecht, U. Leprich, H. Auer, H. Rohrer: Integration durch Kooperation: Das Zusammenspiel von Anlagen- und Netzbetreiber als Erfolgsfaktor für die Integration dezentraler Stromerzeugung (InteKoop), Endbericht, Graz/Freiburg/Saarbrücken/Wien, Mai 2006
- [10] U. Leprich, D. Bauknecht, E. Evers, H. Gaßner, K. Schrader: Dezentrale Energiesysteme und aktive Netzbetreiber (DENSAN), Saarbrücken/Freiburg/ Aachen/ Berlin, Oktober 2005