

DEZENTRALE STROMERZEUGUNG UND IHRE AUSWIRKUNGEN AUF DIE NETZSYSTEME

Werner Brinker
EWE Aktiengesellschaft

1.0 Einführung

Das System der elektrischen Energieversorgung besteht in groben Zügen aus drei wesentlichen Komponenten:

- den heute meist zentral installierten Kraftwerken zur Stromerzeugung,
- einem hierarchisch organisierten Stromnetz zum Transport und zur Verteilung der elektrischen Energie sowie
- entsprechenden Verbrauchern.

Diese drei Komponenten sind direkt miteinander verknüpft. Eine enge Kopplung untereinander und andere systembedingte Eigenschaften der Stromversorgung führen dazu, dass die Komponenten direkte Wechselwirkungen aufeinander ausüben. Stromversorgung ist heute ein ausgeklügeltes, sicheres, aber in Teilen auch träges System, das für eine zukünftig zunehmende Dezentralisierung der Stromproduktion gerüstet werden muss.

Dabei ist vor allem zu beachten, dass elektrische Energie sich nicht in großen Mengen speichern lässt. Erst nach einer Umwandlung in eine andere Form der Energie, z. B. in Pumpspeicherkraftwerke, wird Strom „speicherbar“. Gerade auch dieser Sachverhalt hat in der Entstehungsgeschichte der Stromversorgung dazu geführt, dass die zu Beginn dezentrale Stromerzeugung zentralisiert wurde. Zudem kam der Zwang zur Senkung der Stromerzeugungskosten hinzu sowie die gesetzliche Verpflichtung zur Versorgung aller Einwohner mit elektrischer Energie bei gleichen Preisen für Stadt und Land. Heute ermöglicht das Zusammenspiel zwischen Großkraftwerken, internationalen Höchstspannungstransportsystemen und regionalen bzw. lokalen Verteilernetzen bei gleichbleibender Stromqualität den massiven Zubau dezentraler Stromerzeugungsanlagen.

Welche Rolle spielen dabei die Energieträger Wind, Wasser, Sonne sowie Erdgas und Wasserstoff? Welche Rolle spielt dabei die moderne Informations- und Kommunikationstechnologie? Diese Fragen versucht der vorliegende Aufsatz zu beleuchten und entwickelt praxisnahe Perspektiven, welche Wege eingeschlagen werden können, um eine zunehmende Dezentralisierung der Stromproduktion in das bestehende System zu integrieren. Soviel sei aber schon an dieser Stelle vorweggenommen: eine dezentrale Stromproduktion führt zu einem neuen Ansatz vernetzt-integrativer Systembetrachtungen, wobei die Schlüsselrolle den digitalen Kommunikationsnetzen zufällt.

2.0 Zentrale Stromerzeugung heute: Kein Selbstzweck – alles hat eine Geschichte

Vor 115 Jahren wurde das erste deutsche öffentliche Elektrizitätswerk in Berlin in Betrieb genommen. Zunächst waren es Unternehmer mit Visionen wie Siemens, Rathenau, Brown und Boveri, die die Grundlagen der Kraftwerkstechnik und des Stromtransportes schufen. Gleichzeitig engagierten sie sich beim Betrieb der Kraftwerke und dem Betrieb der Stromnetze. Parallel dazu machte es sich der preußische Staat zur Aufgabe, alle Einwohner seines Staates mit Elektrizität zu versorgen und engagierte sich zunehmend beim Bau und Betrieb von zentralen Großkraftwerken und entsprechenden Überlandleitungen. Daraufhin zogen sich private Unternehmen wie Siemens, AEG und BBC aus dem Stromgeschäft zurück, und der preußische Staat brachte seine Kraftwerksbeteiligungen 1927 in die neu gegründete Preußische Elektrizitäts-AG, die PreussenElektra ein. Weil private Investoren das Investitionsrisiko der Verteilungsnetze scheuten, entwickelten sich parallel dazu regionale und kommunale Elektrizitätsversorgungsunternehmen (EVU).

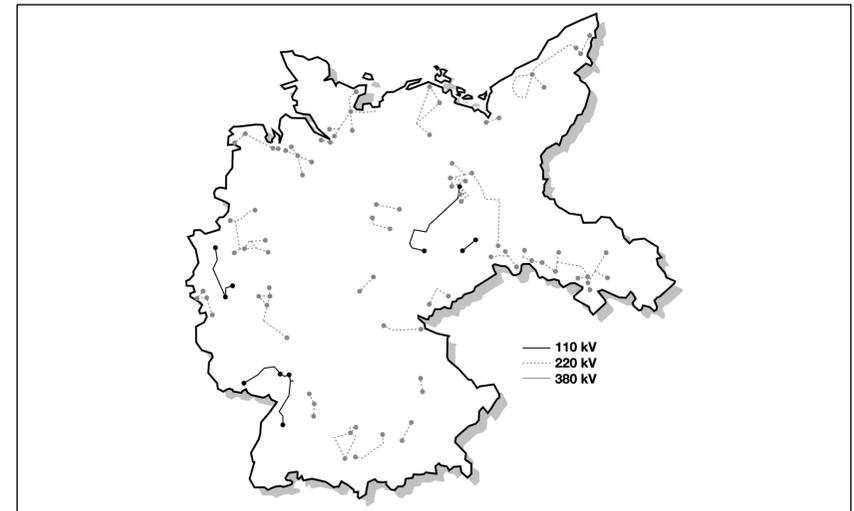


Abb. 1: Deutsches Verbundnetz, DR 1920

Die EWE AG ist ein solches regionales Unternehmen. Entstanden 1930 durch den Zusammenschluss der Stadtwerke Leer und Oldenburg und einer 1943 folgenden Fusion mit dem Elektrizitätsverband Oldenburg. Dieser bestand aus 240 kommunalen EVU. Warum diese Verschmelzung zu einem größeren Unternehmen? Dies ist einfach zu begründen: Man wollte die damaligen Schwächen der dezentralen Stromerzeugung durch einen Zusammenschluss der lokalen Netze ausgleichen und einen Stromtransfer zwischen den einzelnen Kommunen und den Kunden gewährleisten. Versorgungssicherheit war das Ziel. Parallel dazu erfolgte in

Norddeutschland der Bau zentraler Großkraftwerke auf der Basis von Kohle und Torf. Diese Großkraftwerke entstanden in unmittelbarer Nähe von Ballungsgebieten, so dass der notwendige Netzbau aus den Ballungsgebieten heraus in die ländlichen Regionen erfolgte. Die damals größten Städte Oldenburg, Leer, Emden und Wilhelmshaven wurden bereits in den 30er Jahren mit einem Hochspannungsnetz zu einem Ring zusammengeschlossen. Also, eine Abkehr von der dezentralen Stromproduktion zu einer zentralen. Auch für dieses Vorgehen ist die Antwort schnell gefunden. Die Kostendegression bei Kesseln, Turbinen, Generatoren und der Infrastruktur war größer als die mit dem verstärkten Netzausbau verbundenen Kosten, selbst in einer ländlichen Region wie Norddeutschland. Ein weiterer Grund dafür, dem Netzausbau den Vorzug vor der dezentralen Stromversorgung zu geben war: Die Versorgungspflicht aller zu gleichen Preisen. Eine soziale Errungenschaft, auf die wir heute noch setzen.

Heute wird die Stromerzeugung in Deutschland im Wesentlichen durch die traditionellen Energieträger sichergestellt, wobei die Kernenergie und Braunkohleverstromung weitestgehend die Grundlast abdecken, Steinkohle in Mittellastkraftwerken und Erdgas sowie Heizöl zur Spitzenbedarfsdeckung eingesetzt werden. Diese Kraftwerke repräsentieren über 80% der installierten Kraftwerksleistung von ca. 100 GW, in denen rund 90% des Strombedarfs produziert werden. Laufwasserkraftwerke werden ebenfalls zur Grundlastversorgung eingesetzt, während hingegen Speicherwasser- und Pumpspeicherkraftwerke als Spitzenlastkraftwerke betrieben werden. Etwa 2% des Strombedarfs wurden in 2001 durch Windkraftanlagen abgedeckt [1], [2].

1951 erfolgte dann der nächste große Schritt, als elf Länder Westeuropas sich zum europäischen Verbundnetz UCPTE (Union für die Koordination der Erzeugung und des Transports elektrischer Energie) zusammenschlossen. Dieses Verbundnetz wird heute mit einer in den beteiligten Nationen installierten Erzeugungskapazität von fast 450 GW (Stand Dez. 2000) und einer konstanten Frequenz von 50 Hz betrieben [3]. Das UCPTE-Verbundnetz ist ebenfalls mit dem im Verbund arbeitenden skandinavischen Netz NORDEL und Großbritannien über Gleichstrom-Seekabel-Verbindungen gekoppelt.

Am Ende dieser Entwicklung steht ein nach den jeweiligen technischen Standards gebauter zentraler Kraftwerkspark sowie ein zuverlässiges, sicheres und streng hierarchisch aufgebautes Stromtransport- und Verteilungsnetz, in dem der Stromfluss von den oberen zu den unteren Spannungsebenen fest vorgegeben ist.

3.0 Versorgungssicherheit: Die Frucht aller Bemühungen

Unser Leben und Wirtschaften geht heute von einer freizügigen Inanspruchnahme elektrischer Energie aus und setzt aus der Erfahrung der Vergangenheit Versorgungssicherheit einfach

voraus. Dieser Komfort, zu jedem Zeitpunkt, an jedem beliebigen Ort eine gewünschte Menge elektrischer Energie aus dem Versorgungsnetz entnehmen zu können, hat Strom zu einem „low interest product“ gemacht. Der Strommarkt in Deutschland, und mittlerweile auch in der gesamten Europäischen Union, ist nachfrage- und nicht angebotsorientiert. Welche Bedeutung hat dieser Sachverhalt für unsere Überlegungen? Einen ganz wesentlichen: Die zu produzierende Menge elektrischer Energie muss zu jedem Zeitpunkt exakt der Netzlast, also der nachgefragten Energiemenge aller angeschlossenen Stromkunden entsprechen. Wird zu wenig Strom produziert, kommt es zu Frequenz- und Spannungsschwankungen im Stromnetz, die bis zu einem völligen Zusammenbruch der Stromversorgung führen können. Um dies zu verhindern, gibt es komplexe Regelwerke und Verhaltensregeln, die von jedem Beteiligten beachtet werden müssen sowie eine genau kalkulierte Einsatzplanung der zur Verfügung stehenden Kraftwerke.

Ausgangspunkt dieser Planungen sind Lastgangkurven der angeschlossenen Netzkunden. Diese Graphiken sind das Ergebnis vieler Einzelentscheidungen, die rechtzeitig und mit einer genügenden Zuverlässigkeit dem Stromversorgungsunternehmen bekannt sein müssen. Für den Bereich der Privat- oder Tarifkunden helfen Prognoseverfahren sehr gut weiter, weil dieser Kundenbereich sich durch ein gleiches Verhaltensmuster auszeichnet, welches wiederum durch Lebensrhythmen, die Jahreszeit bis hin zu Lieblingsfernsehsendungen, wie z. B. Fußballweltmeisterschaften, geprägt wird. Bei Großabnehmern wie Industrie- oder Gewerbekunden ist es etwas komplizierter und führt zu einem höheren messtechnischen Aufwand. Doch trotz aller aufzubietenden Technik und Planungen lässt sich die Wirklichkeit nicht gänzlich „einfangen“, und Prognosefehler müssen während des Betriebs innerhalb von Sekunden abgefangen und ausgeregelt werden.

Dies geschieht in einem ersten Schritt durch eine entsprechende Anpassung der Erzeugerleistung. Dampfturbinen werden ausschließlich in einem leicht gedrosselten Zustand betrieben, um bei Bedarf die Leistung schnell erhöhen zu können. Das ist die sogenannte Primärregelung im deutschen und europäischen Verbundnetz. Diese Reserve muss innerhalb von Sekunden zur Verfügung stehen und kann aus diesem Grund auch nur kurzzeitig in Anspruch genommen werden.

Im zweiten Schritt wird in jedem Netzregelgebiet nach Abklingen der Primärregelvorgänge die verbleibende Regelabweichung bestimmt. Dies erlaubt die Lokalisierung von Regelgebieten mit nicht ausgeglichener Leistungsbilanz – es wird also nach dem Verursacher der Netzschwankung gefahndet. In den betroffenen Gebieten wird dann innerhalb von 15 bis 30 Minuten die „Sekundärregelung“ eingesetzt und die Nachbarschaftshilfe der Primärregelung abgelöst. Hierbei handelt es sich meistens um schnell einsetzbare Pumpspeicher- sowie Speicherwasserkraftwerke oder um trägere thermische Kraftwerke, die mit Erdgas und Heizöl betrieben werden. Spitzenlastkraftwerke bilden also die Minutenreserve und werden entweder automatisch oder durch einen manuellen Eingriff aktiviert.

ca. 2.700 MW ansteigen wird. Dabei sind die Auswirkungen des „repowering“, also der Ersatz von bestehenden Anlagen durch leistungsstärkere Einheiten nicht berücksichtigt worden. Dies ist mehr als die im Dezember 2001 gemessene höchste Netzlast von 2.100 MW durch die an das Netz der EWE angeschlossenen Kunden.

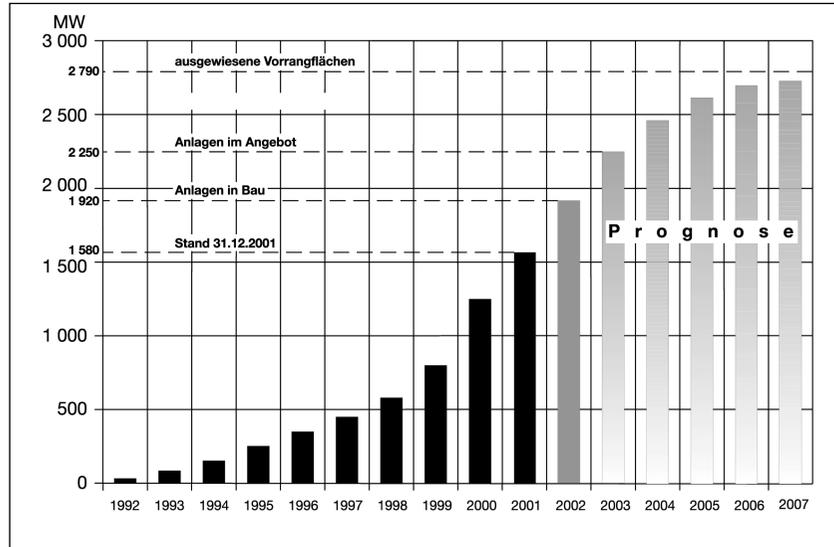


Abb. 4: Entwicklung der Einspeiseleistung aus Windkraftanlagen im Netz EWE AG

Unzulässige Rückwirkungen auf das Stromnetz der EWE sind wegen der in der Vergangenheit vorgenommenen umsichtigen Planungen noch nicht gegeben, könnten aber zukünftig auftreten. Warum? Hierfür gibt es mehrere Faktoren, die nachfolgend diskutiert werden sollen und sicherlich, auch wenn es eine norddeutsche Perspektive der Dinge ist, übertragbar sind auf andere Netzgebiete in Deutschland.

4.1 Erneuerbare Energien: Probleme bei der Integration von Wind und Sonne

Zum Nachteil der Nichtspeicherbarkeit elektrischer Energie gesellt sich beim Einsatz erneuerbarer Energiequellen ein weiterer hinzu: die stochastischen Schwankungen des Energieangebots von Wind und Sonne. Unvorhersehbar sind die Erträge vor allem im Kurzzeitbereich. Dagegen muss der typische jahreszeitliche Verlauf beider Ressourcen als regelmäßige Fluktuationen betrachtet werden. In unseren Breiten ist im Winter ein stark reduziertes Strah-

lungsangebot der Sonne und ein deutlich erhöhtes Windpotential gegenüber den Sommermonaten zu verzeichnen. Laufwasserkraftwerke zeigen ebenfalls jahreszeitliche Zyklen in Abhängigkeit der Schneeschmelzen im Frühjahr und Frühsommer. Andere regenerative Energiequellen, wie z.B. die Biomasse oder die Geothermie können dagegen eine konstante Leistung anbieten. Diese spielen zwar zur Zeit keine bedeutende Rolle im Strommix der Bundesrepublik Deutschland, sollten aber im Hinblick auf eine Vergleichmäßigung der Stromerzeugung regenerativer Energiequellen zumindest im Gedächtnis bleiben.

Um eine störungsfreie Stromversorgung sicherstellen zu können, sind die Netzbetreiber dazu verpflichtet, die Einhaltung verschiedener festgelegter Grenzwerte für Netzeinwirkungen und -rückwirkungen von entnehmenden Verbrauchern wie einspeisenden Erzeugern zu verlangen. Einwirkungen von Windkraft- und Photovoltaikanlagen in das elektrische Versorgungsnetz können unerwünschte Folgen haben und angeschlossene Verbraucheranlagen stören.

4.1.1 Thema: Flicker

Bei Einspeisung von Strom aus Windkraftanlagen haben im Wesentlichen Spannungsänderungen und Spannungsschwankungen sowie Oberschwingungen Einfluss auf das Stromnetz. Flicker entstehen durch Netzspannungsschwankungen und können sichtbares Flackern von Lichtquellen erzeugen, die als sogenannte Flickereffekte bezeichnet werden. Der Flickereffekt darf in Versorgungsnetzen einen vorgegebenen Verträglichkeitspegel nicht überschreiten. Maßgebend für die Netzverträglichkeit sind die Kenngrößen im zu betrachtenden Netzverknüpfungspunkt.

Beim Betrieb von Windkraftanlagen können flickererzeugende Leistungsschwankungen verschiedene Ursachen haben. Z. B. können in Abhängigkeit der Blattdurchgangsfrequenz in Folge des sogenannten Turmstau- bzw. Turmschatteneffekts Leistungs- und damit Spannungsschwankungen auftreten. Immer dann, wenn ein Flügel am Turm vorbeistreicht, erfährt die Anlage einen Leistungseinbruch. Entstehende Flicker durch diesen Effekt sind charakteristisch für drehzahlstarke Anlagen.

Auch die Windgeschwindigkeit hat einen indirekten Einfluss auf die Flickerbildung durch Windkraftanlagen. Durch die Zunahme der Windgeschwindigkeit nehmen die periodischen Leistungsschwankungen in Bezug auf die beschriebenen Turmeffekte zu und sorgen so für eine Zunahme der Flicker. Bei Drehzahl variablen Windkraftanlagen ist die Abhängigkeit zwischen elektrischer Leistung und Rotordrehzahl geringer, so dass periodische Leistungsschwankungen des Rotors kaum auf das Stromnetz übertragen werden. Damit entfällt bei diesem Anlagentyp ein wesentlicher Faktor für Flickerbildung. Allerdings gibt es andere Effekte, die zur Flickerbildung führen können. Bei gut abgestimmten Systemen lassen sich diese jedoch durch Regelungseingriffe vermeiden.

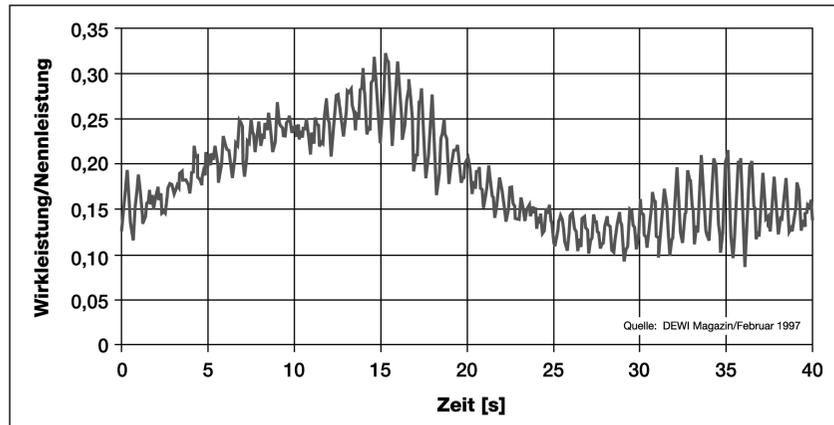


Abb. 5: Leistungsschwankungen einer Windkraftanlage [3]

Bei größeren Windparks, und die Entwicklung geht genau in diese Richtung, ergeben sich aufgrund der Anzahl der Windkraftanlagen Vergleichmäßigungseffekte im Falle der Spannungsschwankungen und Oberschwingungen. Hierdurch verringern sich die Netzzrückwirkungen. Andere Kriterien sind bei großen Windparks bestimmender: z. B. die Regelung der Blindleistung und der Beitrag der Kurzschlussleistung.

4.1.2 Thema: Frequenzhaltung

Größere Spannungsänderungen oder Spannungsschwankungen durch Windkraftanlagen entstehen z. B. bei einem Ausfall eines Windparks oder durch die bereits erwähnten stochastischen Schwankungen des Windangebots. Was geschieht, wenn ein größerer Windpark an irgend einer Stelle des öffentlichen Versorgungsnetzes plötzlich ausfällt oder wesentlich mehr Strom einspeist als prognostiziert? Forschungsergebnisse zeigen, dass im Bereich der Sekundenreserve der Einfluss eines Windparks gegenüber dem Ausfall einer großen konventionellen Erzeugungseinheit vernachlässigbar ist. Dabei ist die Höhe der für Windkraftanlagen zusätzlich vorzuhaltenden Minutenreserve vom Prognosefehler für den betrachteten Zeitraum abhängig. Dieser liegt bei meteorologisch basierten Prognosen bei einer Abweichung von typischerweise rund 15 Prozent der installierten Windenergieanlagenleistung. Diese ist deutlich größer als die übliche Abweichung der Lastprognosefehler von 3 bis 7 Prozent und kann in einem Regelgebiet mit hoher Windkrafteinspeisung und ausschließlich thermischen Sekundärregelkraftwerken zu einem höheren oder schnelleren Reservebedarf führen. Weiterhin wird in der Untersuchung festgehalten, dass es bei einer Durchdringung der Windkraft in einem

Regelgebiet von 20 bis 40 % der installierten Gesamtleistung, es zu einer Ausweitung der Minutenreserve kommen muss [4].

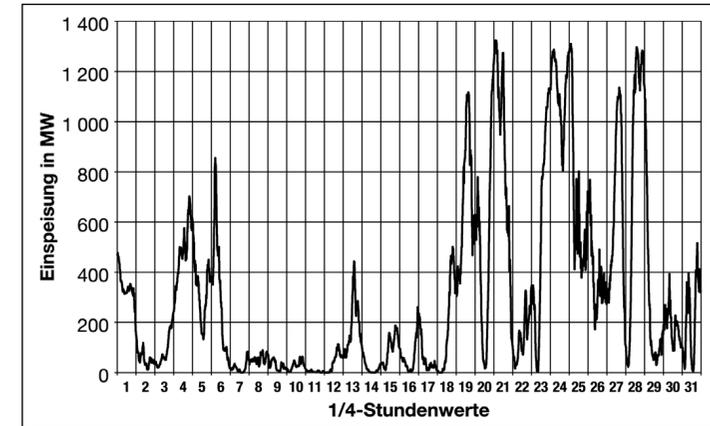


Abb. 6: Windenergieeinspeisung ins Netz der EWE AG (Dezember 2001)

Photovoltaikanlagen zeigen ein ähnliches unstetes Einspeiseverhalten wie Windkraftanlagen. Hier ist die Ursache im tageszeitlichen Verlauf der Sonne und im Schattenwurf der durchziehenden Wolken zu suchen. Allerdings ist die Netzzrückwirkung in Bezug auf Spannungsschwankungen zur Zeit noch vernachlässigbar gering.

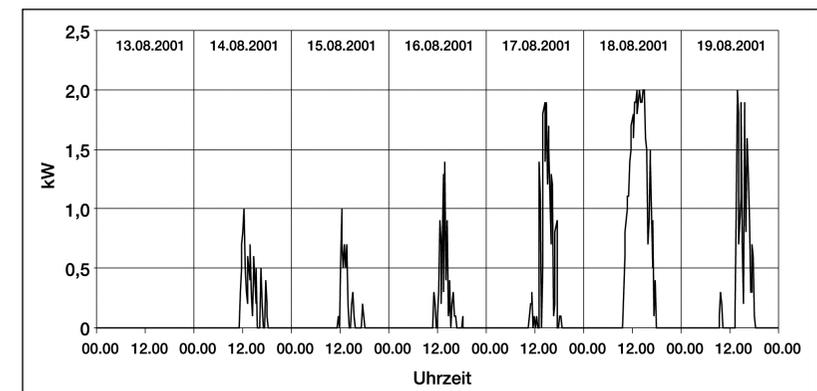


Abb. 7: Stromeinspeisung EWE-eigener Photovoltaikanlagen (August 2001)

Ein weiterer Effekt stellt sich ein, wenn z. B. Windkraftanlagen mehr Strom einspeisen als geplant. Im Erneuerbaren-Energie-Gesetz (EEG) ist die vorrangige Abnahme der Energie aus regenerativen Energieerzeugungsanlagen festgeschrieben. Speisen Windkraftanlagen unvorhergesehen mehr Strom in das Netz ein, müssen Großkraftwerke zurückgefahren werden. Die Folge ist, dass sich der Betrieb dieser Anlagen automatisch verteuert und die Rentabilität in Frage gestellt wird. Aufgrund unvorhergesehener Windflauten und der unsteten Einspeisung von elektrischer Energie durch Windkraftanlagen kann aber auf diese Kraftwerke nur zum Teil verzichtet werden, um die Versorgungssicherheit nicht zu gefährden.

Eine weitere Folge des stark zunehmenden Ausbaus von Windkraftanlagen stellt sich aktuell in Schleswig-Holstein ein [5]. Die dezentral in das Mittelspannungsnetz einspeisenden Windkraftanlagen überschreiten dort mittlerweile die regionale Last, so dass es zu Rückspeisungen in die übergeordnete Netzebene kommt. Dies wiederum führt zu Grenzwertverletzungen, die durch die auf dieser Spannungsebene zunehmend angeschlossenen Windparks noch verstärkt werden.

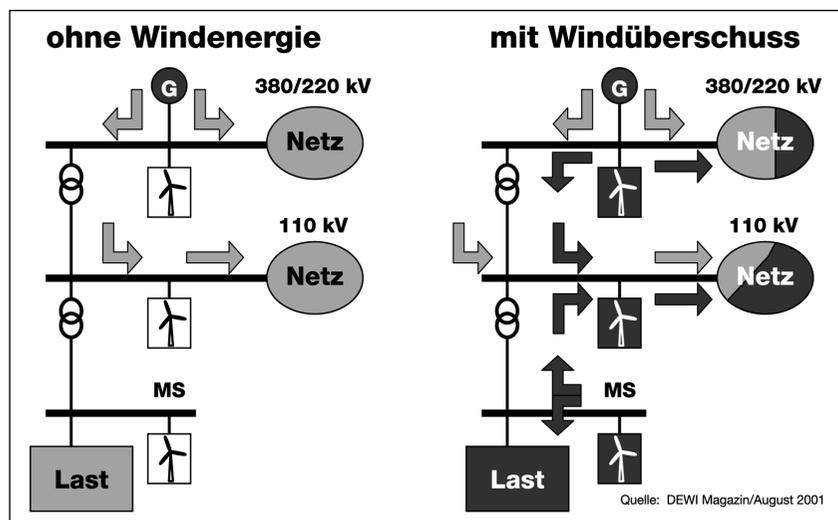


Abb. 8: Lastfluss und Windeinspeisung [5]

Netzverstärkungsmaßnahmen sind die Folge. Mit Blick auf die Genehmigungslage für zusätzliche, zum Abtransport des Windstroms notwendige Hochspannungsleitungen lässt sich Schlimmes erahnen. Der Faktor Zeit spielt hier eine wesentliche Rolle, denn die Genehmigung neuer Windkraftanlagen eilt der Genehmigung neuer Leitungstrassen voraus. Die geplanten Offshore-Windparks tun ihr übriges dazu. Im Gespräch sind hier Leistungsgrößen-

ordnungen von 20 bis 25 GW, die in einem Zeitraum von 25 bis 30 Jahren in der Nord- und Ostsee installiert werden sollen.

Abgesehen davon, dass diese Windparks eigentlich nicht mehr als dezentrale Stromerzeugung betrachtet werden können, müssen entsprechende Planungen zum Abtransport des auf See produzierten Stroms zu den Ballungszentren unternommen werden, denn die elektrischen Netze der Küstenregion sind nur relativ schwach ausgelegt, weil entsprechende Abnehmer wie z.B. Industrieansiedlungen weitgehend fehlen. Hier müssen entsprechende Anknüpfungspunkte zum bestehenden Verbundnetz gefunden werden. Auch eine Hochspannungsgleichstromübertragung käme in Frage.

Folgendes bleibt festzuhalten:

- Die in der Vergangenheit erfolgreich durchgeführten Optimierungen der klassischen Netzurückwirkungen wie Flicker und Oberschwingungen müssen im Zuge großer Windparks im Hinblick auf netzstützende Funktionen, Blindleistungsregelung sowie Spannungs- und Frequenzstabilität der Windkraftanlagen ergänzt werden.
- Größere Leistungseinbrüche durch das stochastisch schwankende Windangebot und die daraus resultierenden Spannungsschwankungen lassen sich nur durch Regelkraftwerke ausgleichen, die entsprechend schnell einsetzbar sein müssen. Bei zunehmendem Ausbau der Windkraft wäre in Folge auch ein Zubau oder Einkauf teurer Spitzenstromerzeugung erforderlich. Am besten geeignet hierfür wären Pumpspeicher- oder Speicherwasserkraftwerke, weil sie schnell an die Bedarfsänderungen angepasst werden können.
- Der angestrebte Zubau an Windkraftleistung, vor allem an der deutschen Küste, braucht zukünftig einen Ausbau der Hoch- und Höchstspannungsnetze, um die produzierte Leistung überhaupt erst nutzbringend zum Verbraucher transportieren zu können.

Oder es gelingt zukünftig Strom in großen Mengen kostengünstig zu speichern. Eine Möglichkeit ist die chemische Aufspaltung von Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff. Wasserstoff ließe sich in Brennstoffzellen wieder in elektrischen Strom umwandeln, wobei bei der elektrochemischen Reaktion mit Sauerstoff wieder Wasser entstehen würde. Eine saubere Sache. Jedoch fehlt noch die Entwicklung notwendiger Elektrolyseure und eine ausgereifte Speichertechnik. Die Entwicklungen der Brennstoffzellentechnik hingegen läuft auf Hochtouren. Zur Zeit und zumindest mittelfristig werden Brennstoffzellen mit Erdgas betrieben werden müssen. Erdgas erhält in einem solchen Szenario eine wichtige Brückenfunktion.

4.2 Die Brennstoffzelle: Schlüsseltechnologie zur dezentralen Energieerzeugung?

Ob Wasserstoff der Energierohstoff der Zukunft sein wird, ist völlig offen. Wer will sagen: so wird es sein – oder so wird es nicht sein. Die Zukunft lässt sich nicht berechnen, sondern wird gestaltet durch die, die etwas wagen und unternehmen. EWE wagt den Schritt, die Brennstoffzellentechnik in ihrem Versorgungsgebiet mittelfristig zu etablieren und führt mit den

Anlagenherstellern Sulzer Hexis und Vaillant in den nächsten Jahren mit dem Einbau und Betrieb von ca. 300 Brennstoffzellen einen Test von Vorseriengeräten durch. Hintergrund der Überlegungen war, dass die überwiegende Bebauung mit Ein-/Zwei- und Mehrfamilienhäusern im Versorgungsgebiet der EWE AG oftmals den wirtschaftlichen Betrieb größerer dezentraler Blockheizkraftwerke im Bereich über 100 kW verhindert. Hinzu kommt, dass bei zunehmender Verringerung des spezifischen Raumwärmebedarfs Wärmeerzeuger mit geringeren thermischen Leistungen gefragt werden und die hohen Investitionskosten für die Erschließung eines Neubaugebietes mit Erdgas immer schwieriger zu refinanzieren sind. Zieht man diese Rahmenbedingungen in Betracht, ergibt sich eine gute Chance für den Ausbau der Brennstoffzelle, vor allem in der Entwicklung von Kleinsystemen für Haushalte.

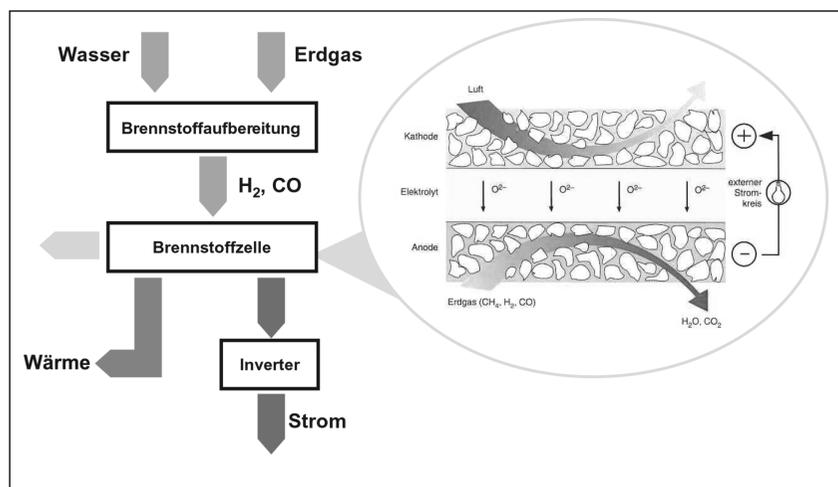


Abb. 9: Funktionsprinzip einer Brennstoffzelle des Typs SOFC (Solid Oxide Fuel Cell)

EWE hat Untersuchungen an Transformatorstationen durchgeführt, die vornehmlich Wohnbebauungen versorgen. Es stellte sich heraus, dass die maximal auftretende Leistung an der Station, geteilt durch die Anzahl der Wohneinheiten, einen maximalen Leistungsbedarf von ca. 0,8 kW_{el} für jede Wohneinheit ergab. Zukünftig kann man sich also Wohnsiedlungen vorstellen, deren Ein- und Zweifamilienhäuser mit einer 1-kW_{el}-Brennstoffzelle, Mehrfamilienhäuser mit einer 4-5 kW_{el}-Brennstoffzelle ausgestattet sind. Die 1-kW_{el} Brennstoffzelle des Herstellers Sulzer Hexis hat eine thermische Leistung von 2 kW_{th} und die der Firma Vaillant besitzt eine elektrische Leistung von 4,6 kW_{el} und eine thermische Leistung von 7 kW_{th}. Die darüber hinaus notwendige thermische Leistung wird in beiden Anlagen über einen zusätzlichen Spitzenkessel zur Verfügung gestellt [6]. Energie, ob elektrische oder thermische kann auf diese Weise am Ort des Verbrauchs produziert werden. Sicher, die Idee der dezentralen

Kraft-Wärme-Kopplung ist nicht ganz neu, aber gegenüber motorischen Anlagen haben Brennstoffzellen den Vorteil eines höheren elektrischen Wirkungsgrades, eines besseren Teillastverhaltens und geringerer Schadstoff- und Lärmemissionen.

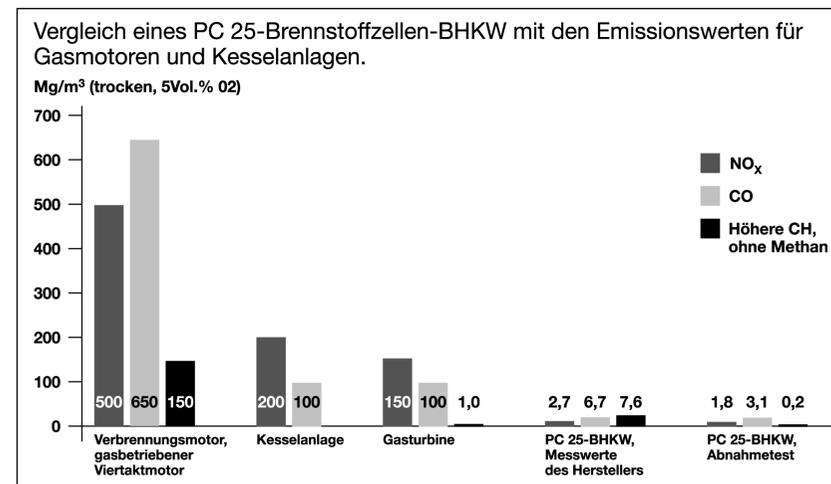


Abb. 10: Vergleich von Emissionswerten

Geht man davon aus, dass über 100.000 Haushalte Brennstoffzellen mit z. B. einer 1-kW_{el} Leistung ausgestattet würden (dies entspricht in etwa 10 Prozent der EWE-Kunden), so ergeben sich 100 MW Leistung, die unkontrolliert ins Netz einspeisen würden. Sollte also diese Technologie in wenigen Jahren den Durchbruch am Markt schaffen, steht die deutsche Stromwirtschaft vor einer weiteren technischen Herausforderung, nämlich dem Management von vielen tausend Kleinstkraftwerken im Niederspannungsnetz. Vorteilhafter wäre es sicherlich, wenn der Netzbetreiber selbst die Stromerzeugung dieser Kleinstkraftwerke beeinflussen kann. Diese Brennstoffzellen könnten dann von einem Dienstleister zu einem dezentralen Kraftwerk zusammengeschlossen werden. Der Dienstleister übernimmt die Betriebsführung der Brennstoffzellen nach Energiebedarf und wirtschaftlichen Randbedingungen. Somit kann der Strombedarf dieser Siedlungen unabhängig vom übergeordneten Stromnetz durch Steuerung aller vorhandenen Brennstoffzellen gedeckt werden.

Dies gilt insbesondere dann, wenn der Handel mit Strom in Deutschland flexibler wird und sich eine größere Differenzierung zwischen Grundlast und Spotmenge etablieren sollte. In diesem Fall würde dies bedeuten, dass die Vielzahl an Brennstoffzellen zu einem Zeitpunkt Strom produzieren sollten, wenn hohe Erlöse zu erwarten sind. Bei preiswertem Bezug von Dritten wird eine Eigenproduktion unter Berücksichtigung der benötigten Wärmemenge zu-

rückgefahren. Bedarfsspitzen, wie sie durch die unregelmäßige Einspeisung von Wind und Sonne entstehen, könnten auf diese Weise ein gutes Stück vermindert werden. Brennstoffzellen stellen in einem solchen Konzept ein virtuelles Spitzenlastkraftwerk dar.

Um jedoch die große Anzahl dezentraler Stromerzeugungsanlagen steuern zu können, bedarf es neuer Techniken und Prozeduren. Besonders große Anforderungen werden hier an die Kommunikationstechnik gestellt.

4.3 Dezentrales Energiemanagementsystem: Die Zukunft gehört den I & K-Technologien

Welche Konsequenzen ergeben sich nun aus den geschilderten Aspekten? Welche Anforderungen müssen im Rahmen eines liberalisierten Strommarktes erfüllt werden, wenn zukünftig eine mögliche Vielzahl kleiner dezentraler Stromerzeugungseinheiten wie z. B. Brennstoffzellen, der Anteil fluktuierender erneuerbarer Energiequellen wie Windkraft und Photovoltaik an der Stromerzeugung wachsen und Versorgungssicherheit in der Stromerzeugung nach wie vor gewährleistet werden soll:

- Es muss das wirtschaftliche Optimum zwischen den Stromerzeugungseinheiten, der Stromnachfrage und den ökologischen Rahmenbedingungen in einem liberalisierten Strommarkt gesucht werden.
- Die Prognosen für die dezentrale Stromproduktion wie auch das Lastmanagement müssen verbessert und aufeinander abgestimmt werden. Dabei muss auch überlegt werden an welchen Stellen die Stromnachfrage an das Angebot angepasst werden kann.
- Insgesamt wird der Regelungsbedarf eindeutig zunehmen, um die Verbraucherinteressen mit denen der witterungsbedingten fluktuierenden Stromerzeugung übereinander zu bringen.
- Hierfür muss ein schneller und präziser Datenstrom gewährleistet werden, der nur mit den entsprechenden Informations- und Kommunikationstechnologien gewährleistet werden kann.

Diese Überlegungen haben dazu geführt, dass EWE und Siemens das Dezentrale-Energiemanagement-System (DEMS) projiziert haben, das zur Zeit bei der EWE in der Erprobungsphase ist.

DEMS hat die Aufgabe, den Strombezug unter Berücksichtigung von Wetter, dezentraler Stromerzeugung und Verträgen zu optimieren. Dabei sind die wesentlichen Funktionsbausteine von DEMS

- die Erstellung von Prognosen und
- die Einsatzplanung der angeschlossenen Anlagen.

Der Deutsche Wetterdienst (DWD) stellt die wesentlichen Wettergrößen wie z.B. Globalstrahlung, Windstärke, Windrichtung und Temperatur mit einem Prognosehorizont von 2,5 Tagen im 1 Stundenraster zur Verfügung. DEMS interpoliert aus diesen Daten 15-Minuten-

Werte. Dieser Datensatz ist Ausgangspunkt für die zu erstellenden Prognosen zur Erzeugung elektrischer Energie aus regenerativen Erzeugungseinheiten sowie Prognosen für die elektrischen und thermischen Lasten. Die Ergebnisse aus diesen Prognosen fließen in die Einsatzplanung, deren Ergebnisdaten wiederum Leistungsfahrpläne angeschlossener regenerativer Erzeugungseinheiten, Fahrpläne elektrischer- und thermischer Erzeugungseinheiten (wie z.B. Brennstoffzellen-BHKW), Leistungsfahrpläne, die sich aus Verträgen zum Im- und Export von elektrischer Energie ergeben (Stromhandel) sowie Leistungsfahrpläne schalt- und steuerbarer Verbraucher sind. Die Einsatzplanung erfolgt nach betriebswirtschaftlichen Gesichtspunkten mit dem Ziel, die Betriebskosten zu minimieren [7].

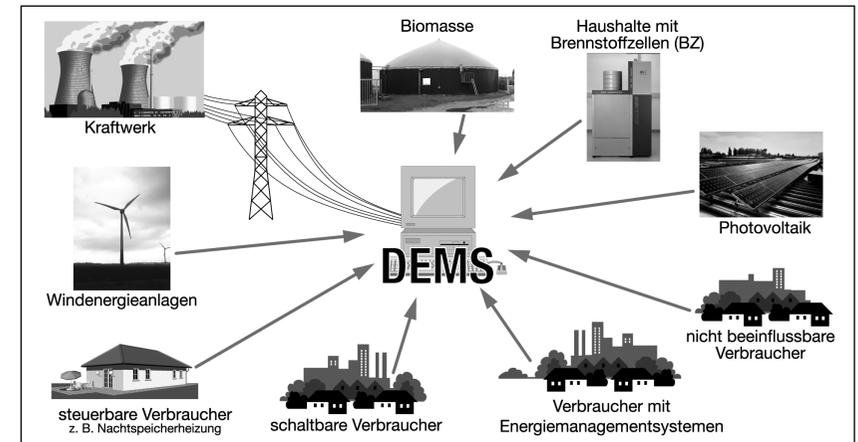


Abb. 11: Funktionsweise von DEMS

Kurz gefasst ermittelt DEMS den optimalen Einsatz von Erzeugungseinheiten, Speichereinheiten, Verbrauchseinheiten und Verträgen. Dabei werden die technischen, vertraglichen und umweltrelevanten Randbedingungen berücksichtigt.

Die Vorstellung dieser Datenflut, die von A nach B transferiert werden muss, um die Funktion von DEMS überhaupt zu ermöglichen, ist gewaltig. Viele tausend Anlagen müssen bedarfsgerecht gesteuert werden, dass Abnahmeverhalten der Kunden, bestimmt durch Produktionsvorgaben, Witterungsbedingungen und andere Einflüsse, müssen verarbeitet werden. Verbunden mit den Notwendigkeiten eines kostenoptimierten Strombezugs aus dem überregionalen Transportnetz muss DEMS in der Lage sein, aus Millionen von Daten die optimale Stromabsatz- und -bezugsstruktur im Interesse der EWE AG und seiner Kunden zu ermitteln.

5.0 Zusammenfassung

Die Natur macht es immer wieder vor: nicht der Stärkste wird sich auf Dauer durchsetzen, sondern der Anpassungsfähigste. Für die Zukunft werden angepasste Technologien erforderlich sein, um das 21. Jahrhundert zu meistern. Welches Szenario man sich dabei auch immer denkt und vorstellt, in der Energiewirtschaft wird der Anteil dezentraler Stromerzeugung weiter wachsen. Die besondere Herausforderung bei dieser Entwicklung besteht dabei in der Einbindung dieser Techniken in das bestehende Versorgungssystem bei gleichbleibender Qualität und Preishaltigkeit. Dabei führt der Weg zu einer sicheren, störungsarmen und zukunftsfähigen Stromversorgung ausschließlich über ein leistungsfähiges Telekommunikationsnetz und moderne I & K-Technologien.

Quellenverzeichnis

[1] **VDEW, 2000**

[2] **Schiffer, Dr. H.-W.:**

Deutscher Energiemarkt 2001,
Energiewirtschaftliche Tagesfragen 52. Jg. (2002), Heft 3

[3] **Klosse, R.; Santjer, F.; Gerdes, G.:**

Flickererzeugung durch Windenergieanlagen,
in DEWI Magazin Nr. 10, Februar 1997

[4] **Dany, G. und Haubrich, H.-J.:**

Anforderungen an die Kraftwerksreserve bei hoher Windenergieeinspeisung,
ET Heft 12, 2000

[5] **Luther, M.; Santjer, F.; Neumann, T.:**

Technische und betriebliche Aspekte für den Netzanschluss von Windenergieanlagen,
in DEWI Magazin Nr. 19, August 2001

[6] **Ballhausen, Münning:**

Brennstoffzelle als Dienstleistungsangebot,
H2TEC, April 2001

[7] **Brinker, Dr. W.:**

Sichere Prognose der Energieproduktion,
ZfK 2/2002

