

DISCUSSION PAPER

7

Zielkonflikte in der Stromerzeugung im Kontext der Energiewende

Hamburg, August 2012

Helmuth-M. Groscurth und Sven Bode



1 Ziele der Energiewirtschaft

Die Energiewirtschaft im Allgemeinen und die Stromerzeugung im Besonderen sind gekennzeichnet durch das klassische Zieldreieck

- zu jeder Zeit ausreichend Energie bereitzustellen und zwar
- so umweltverträglich und so sicher wie möglich und
- so kostengünstig wie möglich.

Diese Ziele stehen in Konkurrenz zueinander. Beispielsweise kosten die Verbesserung der Umweltverträglichkeit oder der Versorgungssicherheit in der Regel zusätzliches Geld. Hinzu kommt, dass die Bereitstellung von Energie kein Selbstzweck ist. Im Kern geht es darum, Energiedienstleistungen zu erbringen. Dies kann häufig auch ganz oder teilweise dadurch erreicht werden, dass die Energieeffizienz verbessert wird.

Für derartige Optimierungsaufgaben mit zum Teil konkurrierenden Zielen kann durch unterschiedliche Gewichtung der Ziele ein Lösungsraum mit theoretisch gleichwertigen Lösungen beschrieben werden. Es ist Aufgabe der Entscheidungsträger, die Gewichtung der Ziele vorzunehmen und so den Lösungsraum einzuschränken. Auch in der verbleibenden Menge von Lösungen gibt es nicht zwangsläufig eine einzige, optimale, die nur noch durch den Einsatz mathematischer Methoden bestimmt werden müsste.

In der Praxis werden die drei Hauptziele in eine ganze Reihe von Unterzielen heruntergebrochen, die in der Gesellschaft teilweise sehr kontrovers diskutiert werden.

Die Bundesregierung hat sich in ihrem Energiekonzept zunächst darauf festgelegt, dass bis 2050 die Treibhausgasemission um mindestens 80% gegenüber 1990 reduziert werden sollen und dass 80% des in Deutschland benötigten Stroms aus erneuerbaren Energien stammen soll. Nach dem Reaktorunfall von Fukushima wurde zudem beschlossen, dass die Kernenergie nach 2022 nicht mehr genutzt werden soll.

Für eine ganze Reihe weiterer Fragen ist dagegen noch keine Festlegung erfolgt. Dazu gehören unter anderem folgende Punkte:

- Soll der Anteil erneuerbarer Energien in der Stromerzeugung langfristig bei 80% verharren oder auf 100% ausgebaut werden?
- Soll die CCS-Technologie (Carbon Capture and Storage) genutzt werden?
- Wie wird Versorgungssicherheit definiert?
 - Welchen Anteil an Stromimporten wollen wir zulassen?
 - Wie hoch darf die Ausfallwahrscheinlichkeit des Systems werden?
 - Wie wird das System gegen mögliche Angriffe geschützt?
- Soll die Versorgungsstruktur eher zentral oder dezentral ausgerichtet sein oder besser gesagt, soll der Transport großer Strommengen über große Strecken die Regel oder die Ausnahme sein?
- Welches Gewicht erhalten die Energieerzeugungskosten bei der Auswahl der Technologien?

Antworten auf diese Fragen sind entscheidend, wenn es darum geht, das Energiesystem von morgen zu entwerfen. Der Strommarkt in seiner heutigen Form ist nicht in der Lage, die entsprechenden Antworten zu liefern, da für etliche der genannten Ziele keine Preise oder

Preisfindungsmechanismen festgelegt sind und dies zumindest für einige auch kaum möglich erscheint. Die Politik hat dies erkannt und greift an vielen Stellen punktuell ein, sei durch die aktive oder passive Begrenzung einzelner Techniken (Kernenergie, CSS) oder die Förderung einzelner Technologien (erneuerbare Energien, Kraft-Wärme-Kopplung).

Die allein auf den Handel mit Energiemengen fokussierten Märkte („Energy-only markets“) schaffen aus Sicht der Autoren keine hinreichenden Anreize für Investitionen in neue konventionelle Erzeugungsanlagen (vgl. dazu z.B. Groscurth & Bode 2009).

Im Folgenden wird diskutiert, wie sich die (fehlende) Zielgewichtung auf technische und institutionelle Fragestellungen sowie auf die Akzeptanz bestimmter Lösungen durch die „Stakeholder“ auswirken. Die Diskussion stellt die Stromerzeugung in den Mittelpunkt und bezieht andere Energieformen dort mit ein, wo ihre Bereitstellung Schnittstellen mit der Stromerzeugung aufweist.

2 Technische Optionen

Zur Sicherstellung der Versorgung mit elektrischer Energie gehören vier Komponenten:

- (1) die Erzeugung der benötigten elektrischen Arbeit (in TWh),
- (2) die Bereitstellung der maximal benötigten Leistung (in GW),
- (3) die Infrastruktur zum Transport von Leistung und Arbeit vom Ort der Erzeugung zum Ort der Nutzung in Form von Übertragungs- und Verteilungsnetzen sowie
- (4) die Bereitstellung von Systemdienstleistungen wie Reserveleistung, Regelleistung, Frequenzstabilisierung und Blindleistung.

Der Einfachheit halber gehen wir hier für nachfolgende Abschätzungen und Beispiele von einer – über die Jahre konstanten – benötigten elektrischen Arbeit von 500 TWh im Jahr und einer maximalen Last von 80 GW aus.

In der „alten Welt“ mit Kraftwerken, die mit fossilen Brennstoffen befeuert werden und daher weitgehend dargebots-unabhängig sind, darf man davon ausgehen, dass die benötigte Arbeitsmenge stets produziert werden kann, wenn die Summe der installierten Kraftwerksleistung größer ist als die höchste Last (plus eine gewisse Reserve für Ausfälle). Der Fokus liegt also zunächst auf der ausreichenden Dimensionierung des Kraftwerksparks. Die grundlegende Optimierungsaufgabe stellt sich wie folgt: Es gibt Kraftwerke mit hohen Investitionskosten und niedrigen Betriebskosten (z.B. Kernkraftwerke und Braunkohlekraftwerke) und andere Kraftwerke, bei denen dies umgekehrt ist (z.B. Gasturbinen). Anhand von Investitionskosten, Wirkungsgrad, angenommenen Brennstoffpreisen und der Lastkurve ist es relativ leicht auszurechnen, bis zu welcher jährlichen Nutzungsdauer sich die höhere Investition mit niedrigeren Betriebskosten rechnet. Daraus ergibt sich die bekannte Hierarchie aus Grundlast-, Mittellast- und Spitzenlastkraftwerken.

Unterstellt man näherungsweise die heute installierte Leistung von 100 GW, so ergibt sich eine mittlere Nutzungsdauer von 5.000 Stunden pro Jahr (h/a) für den Kraftwerkspark.



Der so zusammengestellte Kraftwerkspark kann neben Arbeit und Leistung auch alle Systemdienstleistungen bereitstellen, da die Kraftwerke im Prinzip jederzeit einsatzbereit sind und durch geeignete Maßnahmen wie die Androsselung einzelner Kraftwerke auch Reserve- und Regelleistung bereitgehalten werden kann.

In der „neuen Welt“ ist dies grundsätzlich anders. Für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien in Deutschland sind aus heutiger Sicht folgende Technologien relevant:

- Windenergie, onshore und offshore,
- Wasserkraft,
- Bioenergie,
- Photovoltaik (PV),
- Geothermie.

Windenergie und PV sind dabei dargebots-abhängige Techniken, während Wasserkraft, Bioenergie und Geothermie weitgehend dargebots-unabhängig sind. Da die Möglichkeiten zur Nutzung von Wasserkraft, Bioenergie und Geothermie aus unterschiedlichen Gründen begrenzt sind, muss der größte Anteil des Stroms in Deutschland zukünftig aus fluktuierenden Quellen gewonnen werden.

Es kommt dann nicht mehr darauf an, die richtige Aufteilung zwischen Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerken zu finden, sondern das fluktuierende Angebot aus dargebots-abhängigen Techniken jederzeit mit der schwankenden Nachfrage (vgl. Abbildung 1) ins Gleichgewicht zu bringen. Dazu bedarf es zusätzlich dargebots-unabhängiger Technologien.

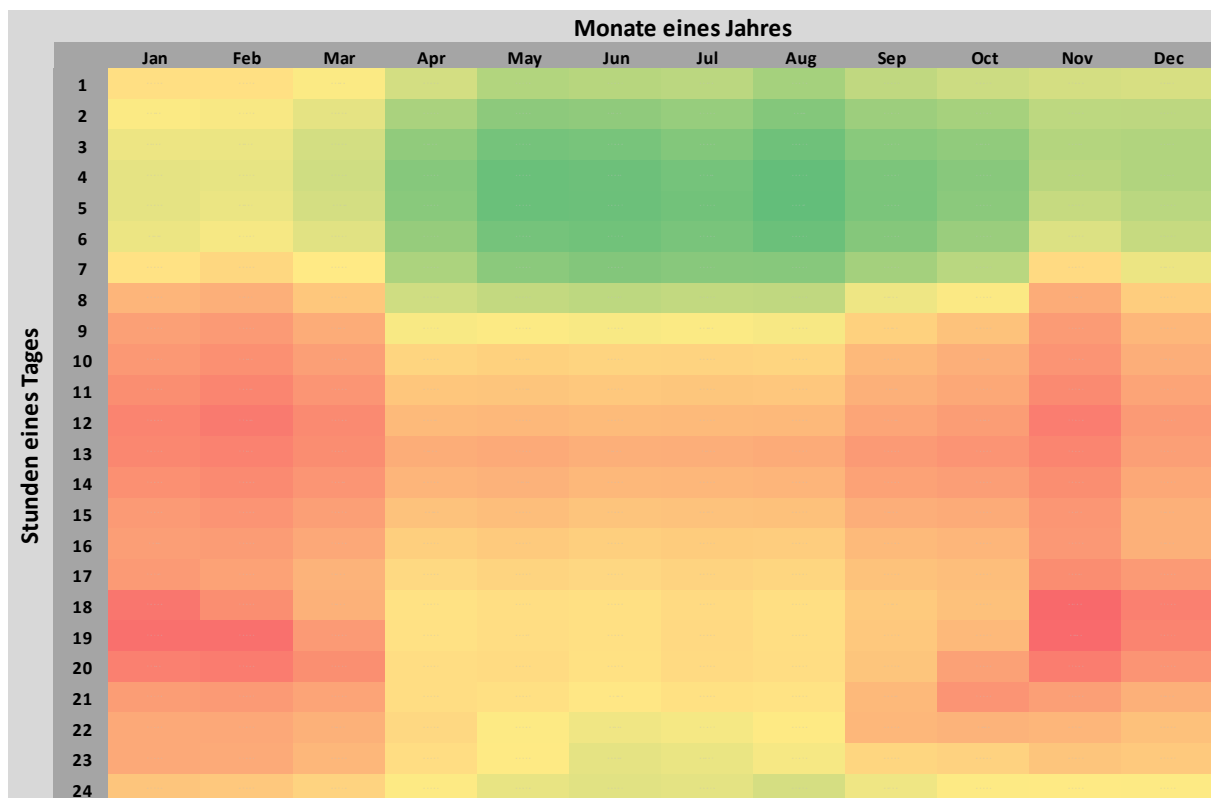


Abbildung 1: Typischer Lastverlauf über einen Tag in den Monaten eines Jahres in Deutschland (eigene Darstellung: rot = hohe Last, grün = niedrige Last, Daten: www.entsoe.eu).

Diese Aufgabe stellt sich auf verschiedenen Zeitskalen. Es müssen sehr kurzfristige Schwankungen ausgeglichen werden, z.B. beim Durchzug eines Wolkengebietes, der Zuschaltung eines großen Verbrauchers oder der Abschaltung von Windparks wegen zu hoher Windgeschwindigkeiten. Darüber hinaus gibt es Fluktuationen im Stunden- und Tagebereich, die durch die Wetterlage, den Gang der Sonne sowie die täglichen Lastschwankungen verursacht werden. Weiter ist es notwendig, auch längere Zeiträume abdecken zu können, in denen weder Windenergie noch Solarenergie zur Verfügung stehen, wie dies z.B. im November 2011 der Fall war. Und schließlich muss auch für die Variation des mittleren jährlichen Angebots an Wind-, Sonnen- und Wasserenergie Vorsorge getroffen werden.

Um dies zu leisten, reicht es nicht aus, dass die Summe der installierten Leistung größer als die höchste Last ist. Vielmehr ist zunächst für die dargebots-abhängigen Techniken zu bestimmen, welche Arbeitsmenge durch sie erzeugt werden soll. Daraus lässt sich ableiten, welche Kapazität (Leistung) erforderlich ist und was diese kostet.

Zum Ausgleich kurzfristiger Schwankungen sind dann Techniken erforderlich, deren Leistung gesichert zur Verfügung steht und die hohe Laständerungsgeschwindigkeiten sowie häufiges Ein- und Ausschalten erlauben. Hier steht also eher die Leistung im Vordergrund. Für die Kompensation längerer Ausfallzeiten von Wind und Sonne ist dagegen die Speicherung einer ausreichenden Energiemenge (Arbeit) unerlässlich. Wenn keine fossilen Energieträger mehr für die Aufgabe eingesetzt werden sollen, muss die entsprechende Energiemenge zunächst aus fluktuierenden Quellen erzeugt, umgewandelt und dann gespeichert werden, soweit sie nicht aus gesichert verfügbaren erneuerbaren Quellen wie Bioenergie oder Wasserkraft gedeckt werden kann.

Welche Dimension die Optimierungsaufgabe hat lässt sich durch folgende Überlegungen veranschaulichen:

Die notwendige gesicherte Leistung lässt sich wie folgt ableiten: Die maximale Last in Deutschland von rund 80 GW tritt zurzeit in den frühen Abendstunden im Winter auf (Abbildung 1). PV-Anlagen produzieren zu dieser Zeit mit Sicherheit nicht. Wie der November 2011 gezeigt hat, können auch in dieser Jahreszeit längere windstille Zeiträume auftreten. Im Laufe der Zeit werden sich Erfahrungswerte einstellen, welcher Anteil der installierten Windkraft-Kapazität als gesichert angesehen werden kann. Der Wert wird umso größer sein, je größer das zu einem Verbund zusammengeschlossene Bilanzierungsgebiet ist. Der Anteil wird für Deutschland allein jedoch mit einiger Sicherheit unter 10% liegen. Über den genauen Wert lässt sich streiten, er ist jedoch für die näherungsweise Betrachtung an dieser Stelle unerheblich.

Der Last stehen daneben lediglich die Kapazitäten aus Wasserkraft und aus Biomasse von derzeit je rund 5 GW gegenüber. Diese können vielleicht verdoppelt, jedoch nicht in die benötigte Größenordnung ausgebaut werden. Hinzu kommen 5-10 GW Spitzenlast, die nur sehr selten auftreten und die vermutlich in kritischen Phasen durch ein geeignetes Lastmanagement um einige Stunden verschoben werden können. Am Ende des Tages werden aber weitere rund 50-60 GW an gesicherter Erzeugungskapazität nötig sein. Der genaue Wert muss heute nicht bestimmt werden, da zumindest in Summe noch ausreichend Kapazität aus vorhandenen Anlagen als Backup zur Verfügung steht. Es reicht für strategische Überlegungen



zunächst aus, die Größenordnung zu kennen. Nichtsdestotrotz kann es in Ausnahmefällen schon heute zu regionalen Engpässen kommen.

Tabelle 1 vermittelt einen Eindruck von der Größenordnung an Kapazitäten zur Nutzung erneuerbarer Energien, die benötigt werden, um die nachgefragte Arbeit von 500 TWh/a zu erzeugen. Es handelt sich dabei um theoretische Werte, die unterstellen, dass der erzeugte Strom auch stets genutzt werden kann. Dies wird in der Realität nicht mehr der Fall sein, wenn hohe Anteile erneuerbarer Energien im System sind. Die genannten Zahlen stellen also Untergrenzen für die benötigten Erzeugungskapazitäten dar. Voraussichtlich wird man an Ende nicht auf eine Technik allein setzen, sondern es wird sich ein Mix aus verschiedenen Technologien einstellen. In jedem Fall wird aber die insgesamt installierte Erzeugungskapazität um ein Mehrfaches über den heutigen Werten liegen.

Tabelle 1: Jährliche Nutzungsdauer, benötigte und installierte Kapazität von Windenergie und PV.

		Nutzungs- stunden	theoretisch benötigte Kapazität, um 500 TWh/a zu erzeugen	installierte Kapazität Ende 2011
		(h/a)	(GW)	(GW)
Windenergie	onshore, heute	1.500	333	30
	onshore, künftig	2.000	250	
	offshore	4.000	125	< 1
PV	heute	900	625	25
	künftig	1.000	500	

Die für längere Phasen, in denen Wind- und Sonnenenergie nicht zur Verfügung stehen, vorzuhaltende Energiemenge lässt sich aus dem bekannten bzw. erwarteten Verbrauch sowie historischen Wetterdaten ableiten. Wird beispielsweise auf Basis heutiger Nachfrage unterstellt, dass im Winter 10, 20 oder 30 Tage Strom aus der Reserve bereitgestellt werden soll, so ergibt dies in grober Näherung eine zu deckende Gesamtnachfrage von 17, 34 bzw. 50 TWh (Tabelle 2).

Tabelle 2: Indikative Stromnachfrage für unterschiedlich lange Perioden, über die eine Stromreserve eingesetzt werden muss (Basis: Verbrauch im Winter; basierend auf Bode & Dietrich 2011).

Anzahl Tage für strategische Reserve	10	20	30
Nachfrage (TWh _{el})	17	33	50
benötigte Gasmenge (TWh _{th}) für GuD-Kraftwerke und Gasturbinen mit einem mittleren Wirkungsgrad von 50%	33	66	100



Für die Bereitstellung der entsprechenden Energiemengen kommen im Prinzip folgende Optionen in Frage:

- die Speicherung von Energie, aus der dann wieder Strom erzeugt werden kann,
- die Verschiebung von Lasten,
- konventionelle (fossil befeuerte) Kraftwerke in Deutschland und
- der Import von Strom.

Strom lässt sich in der Praxis nicht direkt speichern. Er muss in eine andere Energieform überführt und dann wieder zurückgewonnen werden. Es gilt daher, geeignete Speicherformen zu identifizieren. Zu bedenken ist dabei stets, dass jede Umwandlung und jede Speicherung mit Verlusten verbunden ist. Eine ausführliche Darstellung der verschiedenen Speicheroptionen würde den Rahmen dieser Kurzstudie sprengen. Es wird daher z.B. auf Sauer (2006) verwiesen. Bode & Dietrich (2011) stellen zudem grundsätzlich die Frage, ob der Import von Strom einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leistet. In Betracht gezogen für die „Speicherung“ von Strom werden derzeit vor allem

- Druckluftspeicherkraftwerke,
- Pumpspeicherkraftwerke im In- und Ausland,
- elektrochemische Speicher (Batterien),
- chemische Speicher (Wasserstoff, Methan).

Tabelle 3 bewertet die Beiträge verschiedener Technologien zu den unterschiedlichen Aspekten bei der Sicherstellung der Stromversorgung.

Für ein künftiges, weitgehend auf erneuerbaren Energien basierendes System zur Stromversorgung sind zwei grundsätzlich verschiedene Wege denkbar. Zum einen kann versucht werden, dezentral möglichst viele kleine Zellen zu bilden, die sich weitgehend autark versorgen, aber zur Absicherung mit den Nachbarzellen vernetzt sind. Die Zellen benötigen dann die entsprechende Erzeugungskapazität und Speichermöglichkeiten, z.B. in Form von Bioenergie oder Batterien. Zum anderen kann man auf große zentrale Erzeugungseinheiten setzen und versuchen, den Ausgleich von Fluktuationen über ein möglichst großes Gebiet organisieren. Beide Vorgehensweisen erfordern zum Teil sehr unterschiedliche technische Lösungen, die in Tabelle 4 umrissen sind.



Tabelle 3: Mögliche Beiträge verschiedener Technologien zu den unterschiedlichen Aspekten der Stromversorgung sowie mögliche Beschränkungen.

Technologie	Beitrag zu			Beschränkungen
	elektrischer Arbeit	gesicherter Leistung	Systemdienstleistung	
Stromerzeugung				
Windenergie	++	-	+/-	Akzeptanz (onshore von Windparks, offshore hinsichtlich Netzausbau)
PV	+	--	-	kein Beitrag während Lastspitze; kein Beitrag zu Systemdienstleistungen
Bioenergie	+	+	+	Potential begrenzt, aber jederzeit einsetzbar;
Geothermie	?	+	+	Potential unsicher; noch sehr teuer
Wasserkraft	+	+	++	Potential begrenzt
BHKW	+	+/-	+	Verfügbar nur, solange gleichzeitig Wärmebedarf besteht; theoretisch auch ohne Wärmebedarf einsetzbar, aber dann mit sehr schlechtem Wirkungsgrad
Import von Strom	++	+	+	Abhängigkeit von Dritten; Verfügbarkeit fraglich, wenn ebenfalls aus erneuerbaren Energien gewonnen
konventionelle Kraftwerke	++	++	++	Emission von Treibhausgasen, wenn mit fossilen Energien befeuert
Speicher / Verschiebung der Stromerzeugung	Beitrag zur <u>Verschiebung</u> von Arbeit	gesicherter Leistung	Systemdienstleistung	netto kein Beitrag zur Deckung der benötigten Arbeitsmenge
Lastmanagement	+/-	+	+	keine Speicherung – bewirkt nur kurzfristige Verschiebung der Last
Pumpspeicher	+	+	++	Potential begrenzt
Druckluftspeicher	+	+	+	kurze Speicherdauer, da für guten Wirkungsgrad Wärme gespeichert werden muss
synthetisches Methan (+ Gaskraftwerke)	++	++	++	hohes Potential, aber schlechter Wirkungsgrad; vermutlich hohe Kosten; es wird eine CO ₂ -Quelle benötigt
Wärmespeicherung	?	+/-	+	nur für Lastmanagement geeignet; Kurzzeitspeicherung von Wärme; nur Aufnahme von Überschüssen, keine Rückverstromung

Tabelle 4: Wesentliche technische Komponenten eines zentralen und eines dezentralen Systems zur Stromerzeugung.

Parameter	Zentral	Dezentral
Arbeit	<ul style="list-style-type: none"> • Offshore Windenergie • Onshore Windenergie • Bioenergie • Wasserkraft • Import, z.B. aus solarthermischem Kraftwerken in Nordafrika 	<ul style="list-style-type: none"> • Lastnahe Windenergie (onshore) • PV • Bioenergie • Wasserkraft • BHKW
Leistung	<ul style="list-style-type: none"> • Gaskraftwerke (mittelfristig mit Erdgas gefeuert, langfristig auf Basis von synthetischem Methan) • punktuelles Lastmanagement • Import 	<ul style="list-style-type: none"> • BHKW • umfassendes Lastmanagement • Batterien
Systemdienstleistung	<ul style="list-style-type: none"> • rotierenden Massen • punktuelle Ergänzung durch Kapazitäten und Induktivitäten 	<ul style="list-style-type: none"> • vorrangig durch elektronische Komponenten: Kapazitäten und Induktivitäten
Netz	<ul style="list-style-type: none"> • Ausbau des <u>Übertragungsnetzes</u>: Übertragung großer Strommenge über große Entfernungen 	<ul style="list-style-type: none"> • Ausbau des <u>Verteilnetzes</u>: Netz als Backup; Gewicht auf kurzen Entfernungen
Offene Fragen	<ul style="list-style-type: none"> • Netzausbau ist langwierig und stößt auf zunehmenden Widerstand in der Bevölkerung • Kosten der Methan-Synthese • CO₂-Bereitstellung für Methan-Synthese 	<ul style="list-style-type: none"> • geeignete Batterien sind noch nicht verfügbar • Einsatzmöglichkeiten von BHKW können durch energetische Sanierung des Gebäudebestandes künftig eingeschränkt werden

Die Abdeckung der maximalen Last muss jederzeit gewährleistet bleiben. Solange dies gewährleistet ist, sind kurz- und mittelfristig auch keine Defizite bei der Erzeugung der benötigten Arbeitsmenge zu erwarten. Erst wenn Anteile der erneuerbaren Energien jenseits von 80% erreicht werden, müssen auch Möglichkeit zur Speicherung von Energie zur Stromerzeugung über Wochen und Monate geschaffen werden. Dies muss jedoch – bei dem jetzigen Zeitplan bis 2050 – frühestens in 10 Jahren angegangen werden. Bis dahin gibt es noch eine ganze Reihe von Optionen, wie überschüssiger Strom aus erneuerbaren Energien sinnvoll genutzt werden könnte:

- zur Wärmeversorgung von Gebäuden;
- zur Erzeugung von Wasserstoff, der entweder dem Erdgas beigemischt oder direkt für industrielle Zwecke genutzt wird; oder
- für die Elektromobilität.

Bevor die Umsetzung dieser Optionen in größerem Umfang angegangen wird, ist jedoch zum einen näher zu untersuchen, ab wann und in welchem Umfang mit Überschüssen bei der Stromerzeugung zu rechnen ist und ob die entsprechende Nachfrage, insbesondere im Bereich der E-Mobilität, tatsächlich entstehen wird.



Wenn man sich dennoch schon heute mit den Speicher-Optionen beschäftigt, dann hat das verschiedene Gründe, etwa um nachzuweisen, dass alle Komponenten für ein System, das ausschließlich erneuerbare Energien nutzt, verfügbar sind. Zudem ist zu überlegen, welche Konsequenzen das Design eines künftigen Systems für heutige Investitionsentscheidungen hat, um unnötige Ausgaben zu vermeiden.

Wenn eine Backup-Struktur aus synthetischem Methan und Gaskraftwerken vorhanden ist, dann kann diese neben der langfristigen Absicherung natürlich auch dafür genutzt werden, kurzfristige Schwankungen im System zu puffern. Es ist daher zu fragen, ob es hilfreich ist, in einem solchen (zentralen) System für den Ausgleich kurzfristiger Fluktuationen eigene Systeme wie Lastmanagement, Smart Grids oder Kurzzeitspeicher zu installieren.

Dies ist nur dann sinnvoll, wenn diese die Kosten des Langzeit-Speichersystems reduzieren und / oder wenn die Gesamtkosten der Kurzzeitglättung niedriger sind als die Betriebskosten des Langzeitsystems. Der Nachweis, dass dies der Fall ist, steht aber noch aus.

3 Institutionelle Aufgaben

Die Zusammenstellung technischer Optionen in Kapitel 2 verdeutlicht, dass eine Stromversorgung mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien das komplexe Zusammenspiel einer ganzen Reihe von Komponenten erfordert und dass es verschiedene Ansätze gibt, wie dieses Zusammenspiel organisiert werden kann.

In der heutigen Energiepolitik, sowohl auf nationaler Ebene in Deutschland als auch auf EU-Ebene, wird weitgehend unkoordiniert eine Vielzahl von einzelnen Komponenten befördert, die nach Einschätzung der jeweiligen Befürworter und Handelnden zu einer Stromversorgung auf Basis erneuerbarer Energien gehören.

1. Es ist wichtig, sich jetzt parteiübergreifend eine Vorstellung davon zu machen, wie das Energiesystem in 2050 aussehen soll. Dazu gehört auch, mindestens eine Größenordnung für die dafür benötigten Kapazitäten einzelner Technologien zu definieren.

In Deutschland erhält eine Reihe von Technologien feste Einspeisevergütungen für den erzeugten Strom, die sich an den Gestehungskosten der einzelnen Technologien orientieren. Dabei gab es bislang weder eine Obergrenze für die installierte Kapazität noch für die eingespeiste Strommenge. Erste Ansätze wurden diesbezüglich für die PV im Sommer 2012 sichtbar mit einem Deckel von 52 GW.

Der bewusste Verzicht auf Obergrenzen hat in der Vergangenheit für ein exponentielles Wachstum, insbesondere bei Windenergie, Bioenergie und PV gesorgt. Das EEG ist dabei fast ausschließlich auf Anreize zur Installation und den durchgehenden Betrieb neuer Anlagen ausgerichtet. Das Zusammenspiel der Techniken in einem System, das immer höhere Anteile erneuerbarer Energien aufweisen soll, ist dagegen bislang nicht oder nicht auf adäquate Weise Gegenstand des EEG.

Es ist aus heutiger Sicht durchaus vorstellbar, dass sich Anteile erneuerbarer Energien von bis zu 50% erzielen lassen, ohne die verschiedenen Technologien zu koordinieren. Für höhe-

re Anteile ist es jedoch erforderlich, darauf zu achten, dass die Komponenten des Systems aufeinander abgestimmt sind. Dies ist zum einen notwendig, um die Stabilität des Systems zu gewährleisten, und zum anderen, um die Kosten auf ein vernünftiges Maß zu begrenzen. Bei weiterem starkem Anwachsen der PV-Kapazität kann es aber durchaus schon früher zu erheblichen Störungen im Netzbetrieb und auf den Strommärkten kommen.

Bevor jedoch Vorgaben für die Topographie des Systems gemacht werden können, muss sich die Gesellschaft zunächst auf eine Rangfolge ihrer Präferenzen festlegen. Dies erfordert eine breite gesellschaftliche Diskussion, am Ende aber auch klare Entscheidungen und die Bereitschaft aller, diese dann auch mitzutragen und umzusetzen.

2. Es wird ein neues Design für einen Energiemarkt benötigt, in dem der größte Teil des Stroms aus dargebots-abhängigen erneuerbaren Energien stammt.

Es wird von vielen Seiten betont, das Ziel sei eine vollständige Integration der erneuerbaren Energien in den liberalisierten Markt. Dabei beginnt sich langsam die Erkenntnis durchzusetzen, dass dies zumindest mit dem heutigen Design dieses Marktes unvereinbar ist. Der Versuch, Strom aus erneuerbaren Energien mit Hilfe einer sogenannten „Marktprämie“ in den liberalisierten Strommarkt zu integrieren führt nahezu ausschließlich zu Mitnahmeeffekten ohne eine wirkliche Lenkungswirkung zu entfalten (r2b & Consentec 2010). Dazu sind die angebotenen Prämien zu gering und die Absicherungen gegen mögliche negative Auswirkungen des Marktes zu hoch.

Eine wirksame Unterstützung neuer Formen von Systemdienstleistungen bis hin zur Speicherung von Energie steht dagegen aus.

Im Widerspruch zur Propagierung des freien Marktes steht auch die Tatsache, dass mit EEG und Kraft-Wärme-Kopplungs-Gesetz immer größere Teile der Stromproduktion dem Markt entzogen werden.

3. Die Orientierung an Gestehungskosten einzelner Techniken führt in die Irre. Es sollte vielmehr Gewicht darauf gelegt werden, wie die mittleren Gestehungskosten im Gesamtsystem möglichst gering gehalten werden können.

Die ökonomischen Aspekte des Umbaus der Energieversorgung werden meist nur punktuell diskutiert, sei es anhand der Höhe der EEG-Umlage oder der angeblichen Wirtschaftlichkeit von PV-Anlagen („Grid parity“). Diese Konzentration auf Einzelaspekte der Debatte verleitet immer wieder zu falschen Schlussfolgerungen. Es werden in der Regel zur Rechtfertigung des Ausbaus oder der Förderung einzelner Technologien deren spezifische Stromgestehungskosten angeführt. Das Problem mit diesem Parameter ist, dass er sehr stark von der Nutzungsdauer der Technik abhängt, und zwar umso stärker, je höher der Fixkostenanteil an den Kosten ist. Dies sei an zwei Beispielen erläutert:

Für den Import von Strom aus solar-thermischen Kraftwerken in Nordafrika werden spezifische Kosten genannt, die in der gleichen Größenordnung wie für offshore-Windenergie liegen. Allerdings wird dabei stillschweigend angenommen, dass Strom als festes Band über mehrere tausend Stunden im Jahr geliefert wird. Das ist technisch durchaus möglich, entspricht aber nicht den Anforderungen an einen Partner für dargebots-abhängige Energiequellen wie die Windenergie, die oben definiert wurden. Wenn der importierte Strom aber ledig-



lich als Backup dient, dann werden die Nutzungszeiten deutlich geringer sein. Die sehr hohen Investitionskosten müssen auf weniger Nutzungstunden und somit auch weniger Kilowattstunden verteilt werden. Die einzelne Kilowattstunde wird dadurch erheblich teurer.

Eine ähnliche Überlegung lässt sich für die PV anstellen. Wenn ein Haushalt sich mit einer PV-Anlage selbst versorgt, dann wird dies in naher Zukunft für spezifische Gestehungskosten möglich sein, die den Bezugskosten für Haushaltsstrom entsprechen. Dies gilt aber nur unter zwei Voraussetzungen: Zum einen muss die PV-Anlage immer betrieben werden, wenn die solare Einstrahlung es zulässt. Da aber mittlerweile insgesamt fast 50 GW Erzeugungskapazität aus Windenergie und PV installiert sind und die Kapazitäten weiter wachsen, ist absehbar, dass künftig Anlagen zeitweise abgeschaltet werden müssen. Zum anderen erwartet der Hausbesitzer, dass er weiterhin Strom zum bisherigen Haushaltstarif beziehen kann, wenn die Sonne nicht scheint. Der Netzbetreiber wird aber argumentieren, dass seine Kosten konstant bleiben, die Nutzung seines Netzes durch die Eigenversorgung stark sinkt. Daher muss er seine Kosten auf weniger Kilowattstunden verteilen, diese werden also teurer. Ähnliches gilt für die Erzeugungskapazitäten, die ebenfalls vorgehalten werden müssen, aber seltener genutzt werden.

Aufgrund der Anforderungen an Laständerungsgeschwindigkeit, die Vorteile bei den CO₂-Emissionen sowie ihre Kompatibilität mit dem langfristig angestrebten System sind Gaskraftwerken anderen konventionellen Kraftwerken eindeutig vorzuziehen.

Allerdings muss noch entschieden werden, welchen Anteil hocheffizienter GuD-Kraftwerke übernehmen sollen und ob nicht für einen Teil der Backup-Leistung reine Gasturbinen vorzuziehen sind. Es stellt sich auch die Frage, ob es weiter sinnvoll ist, die Effizienz der Gaskraftwerke zu hohen Kosten weiter zu steigern oder ob das heute für Standardanlagen erreichte Niveau nicht vor dem Hintergrund sinkender Nutzungsdauern vorzuziehen ist. Diese Fragen sind allerdings rein betriebswirtschaftlicher Natur und können daher dem Markt und seinen Akteuren überlassen werden.

4. Benötigt wird ferner ein offener Diskurs darüber, wie „zentral“ das neue Energiesystem sein voll bzw. wie sinnvoll „dezentralere“ Strukturen sind und was dies jeweils kostet.

Für ein System mit einer zentralisierten Backup-Struktur und größeren Stromerzeugungseinheiten (Windparks, Gaskraftwerke) sprechen die gegenüber einem dezentraleren System geringeren Kosten. Diese ergeben sich zum einen durch Skaleneffekte bei größeren Einheiten und die geringere Gesamtkapazität für den Ausgleich von Fluktuationen in einem größeren System.

Ein Vorteil eines dezentralen Systems liegt sicherlich in der geringeren Anfälligkeit für böswillige Eingriffe von außen. Ein weiterer Grund kann das Misstrauen gegen große Konzerne im Allgemeinen und die bisherigen Energieunternehmen im Besonderen sein, sowie das daraus abgeleitete Bestreben nach Autarkie. Dies sind durchaus nachvollziehbare Überlegungen. Sie sollten jedoch offengelegt werden und der Gesellschaft sollte klar sein, dass die Verfolgung dieser Ziele vermutlich zu höheren Kosten führt als wenn die Struktur des Sys-



tems (unter Wahrung des Ziels, nur erneuerbare Energien zu nutzen) nach Kostengesichtspunkten ausgewählt wird.

5. Es ist dringend zu überlegen, wie der institutionelle Rahmen für die Stromerzeugung künftig gestaltet werden sollte.

Wenn die Gewichtung der verschiedenen Ziele erfolgt ist und daraus eine Topographie für das künftige System zur Stromerzeugung abgeleitet wurde, dann muss auch der institutionelle Rahmen so gestaltet werden, dass die Akteure Anreize erhalten, an der Umsetzung zu arbeiten. Gleichzeitig sollten die staatlich induzierten Anreize, in Komponenten zu investieren, die nicht in diesen Rahmen passen, minimiert werden. Einzelne Wirtschaftssubjekte (Bürger) können dabei durchaus individuelle Lösungen verfolgen, diese sollten jedoch nicht länger von der Allgemeinheit finanziert werden.

Es kann darüber nachgedacht werden, einen unabhängigen Systembetreiber (Independent System Operator – ISO) zu schaffen, dem die Verantwortung für die Versorgungssicherheit und die Koordination der Systemtopographie übertragen wird. Es muss dann definiert werden, wie weit die Planungshoheit eines solchen ISO gehen soll und ab wo / wann Marktkräfte zur Feinsteuerung eingesetzt werden sollen.

6. Begleitend zu den vorstehenden Maßnahmen muss sichergestellt werden, dass die gefundenen Lösungen von einer überwiegenden Mehrheit der Beteiligten und Betroffenen akzeptiert wird.



Referenzen

- BMU 2010: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – Leitstudie 2010, Berlin, Dezember 2010.
- BMU 2011: Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland im Jahr 2011, Berlin, Juli 2011.
- Bode & Dietrich 2011: Der Import von Strom: Ein Beitrag zur Versorgungssicherheit?, Energiewirtschaftliche Tagesfragen 3, 2011.
- BWE 2011: Bundesverband Windenergie e.V., Studie zum Potential der Windenergienutzung an Land, Berlin, Mai 2011.
- Groscurth & Bode 2009: Anreize für Investitionen in konventionelle Kraftwerke - Reformbedarf im liberalisierten Strommarkt, arrhenius Discussion Paper 2, Hamburg, Februar 2009.
- Jentsch et al. 2010: Erneuerbares Methan Kopplung von Strom- und Gasnetz. Chemnitz, 2010.
- r2b & Consentec 2010: Förderung der Direktvermarktung und der bedarfsgerechten Einspeisung von Strom aus Erneuerbaren Energien, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi), Köln, Aachen, Juni 2010.
- Sauer, D.U. 2006: Optionen zur Speicherung elektrischer Energie in Energieversorgungssystemen mit regenerativer Stromerzeugung, ISEA, Aachen, Oktober 2006.
www.isea.rwth-aachen.de/publications
- Skillings, S.A. & Gottstein, M. 2012: Beyond Capacity Markets – Delivering Capability Resources to Europe's Decarbonised Power System, submitted for publication to IEEE.
- SRU 2011: Sachverständigenrat für Umweltfragen, Wege zur 100% erneuerbaren Stromversorgung, Sondergutachten, Berlin, Januar 2011.
- Sterner et al. 2010: Erneuerbares Methan. Eine Lösung zur Integration und Speicherung Erneuerbarer Energien und ein Weg zur regenerativen Vollversorgung. In: Solarzeitalter 01/2010, S. 51 – 58.
- UBA 2010: Umweltbundesamt (UBA), Energieziel 2050 – 100% Strom aus erneuerbaren Energiequellen, Dessau-Roßlau, Juli 2010.