

TA-PROJEKTE

Perspektiven einer zu 100 Prozent regenerativen Stromversorgung in Deutschland bis 2050

von Yvonne Scholz, DLR Stuttgart

Der Strombedarf in Deutschland kann vollständig mit erneuerbaren Energien gedeckt werden. Das ist auch dann der Fall, wenn dazu ausschließlich nationale Ressourcen eingesetzt werden sollen. Im Vergleich dazu führt die Einbindung in internationale Verbundsysteme zu geringeren Kosten. Die stärkste Kostensenkung ergibt sich durch die Anbindung an Norwegen, für welches Pumpspeicherpotenziale in Höhe von 70 TWh angenommen wurden. Dies ist das Ergebnis von Untersuchungen, die das Deutsche Zentrum für Luft- und Raumfahrt (DLR) durchgeführt hat. Der Sachverständigenrat für Umweltfragen (SRU) hat im Mai 2010 im Vorgriff auf ein im Herbst 2010 zu veröffentlichendes Sondergutachten die Stellungnahme „100% erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar“ veröffentlicht (SRU 2010). Das DLR hatte in der Arbeit zum Sondergutachten (Scholz 2010) die Aufgabe, für das Jahr 2050 Perspektiven einer sicheren und kostengünstigen Stromversorgung zu entwerfen, die vom SRU als Endpunkte für die Entwicklung der Szenarien verwendet wurden.

1 Hintergrund

Um in die politische Debatte über ein Energiekonzept für die Bundesrepublik Deutschland die 100 Prozent Erneuerbare-Energien-Option einzubringen, wurden in der Stellungnahme des SRU Szenarien einer vollständig auf erneuerbaren Energien basierenden Stromversorgung für Deutschland in unterschiedlichen Verbundsystemen mit unterschiedlichen Graden nationaler Selbstversorgung dargestellt. Bei der Entwicklung der Szenarien war sicherzustellen, dass der dargestellte Energiemix den Strombedarf jederzeit deckt. Der Entwurf eines zu großen Teilen auf den zeitlich schwankend verfügbaren Energieträgern Solarstrahlung, Windenergie und Wasserkraft basierenden Versorgungssystems erfordert Informationen über die

zeitliche Verfügbarkeit und die räumliche Verteilung dieser Energieträger. Das am DLR entwickelte Modell REMix verfügt über diese Informationen im Raum Europa und Nordafrika. Es dient dazu, Stromversorgungssysteme auszulegen, die die schwankenden und nicht schwankenden Energieträger so kombinieren, dass der Strombedarf bei möglichst geringen Systemkosten jederzeit gedeckt ist. Dabei können Randbedingungen berücksichtigt werden wie z. B. regionale Selbstversorgungsgrade und mögliche Transportverbindungen zwischen Regionen.

2 Zielsetzung

Das DLR wurde für das SRU-Sondergutachten damit beauftragt, Folgendes zu untersuchen:

- Ist eine Vollversorgung mit erneuerbaren Energien im Strombereich für Deutschland technisch möglich? Könnte ein solches System die Versorgungssicherheit auf dem heutigen hohen Niveau gewährleisten?
- Wie hoch müssen die Kosten einer regenerativen Vollversorgung eingeschätzt werden?

Diese Fragen waren für drei Versorgungssysteme zu beantworten, die im nächsten Abschnitt beschrieben werden.

3 Methodisches Vorgehen

Das Energiesystemmodell REMix ermittelt aus stündlich maximal verfügbaren Erneuerbaren-Energien-Strommengen den Energiemix, der bei den geringsten Systemkosten den Strombedarf jederzeit decken kann. Dazu benötigt es neben den Potenzialen Informationen über die Kosten der Systemkomponenten und über den Strombedarf. Die Kostendaten wurden in dem laufenden Projekt des BMU „Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global“ (BMU 2009; BMU 2010) erhoben und durch Vertreter der jeweiligen Branchen oder Verbände begutachtet. Stündliche Daten der Netzlast werden von den Transportnetzbetreibern veröffentlicht. Diese Daten wurden normiert, um mit langfristigen Strombedarfsentwicklungen aus Szenarien die stündliche Netzlast der Untersuchungsjahre bis 2050 zu entwickeln.

Die Analyse der Stromerzeugungspotenziale der Energieträger Solarstrahlung, Wind, Geothermie wurde in einem Bottom-up-Ansatz in drei Schritten durchgeführt: Ressourcendatenerhebung, Flächenanalyse, Anwendung eines Kraftwerksmodells. Die Ressourcendaten wie Temperaturen im Untergrund, stündliche Windgeschwindigkeiten und stündliche solare Einstrahlung wurden mit einer räumlichen Auflösung von 10 km mal 10 km erhoben, bisher für das Basisjahr 2006. Mit Hilfe eines geographischen Informationssystems wurden anhand verschiedener räumlicher Datensätze (Landbedeckung, Meerestiefe, Flächenneigung) die Flächen ermittelt, auf denen die Ressourcen genutzt werden können, und Flächenanteile konkurrierender Nutzungsformen abgeschätzt. Mit Hilfe von Modellen charakteristischer Kraftwerke wurde dann die auf nutzbaren Flächen mögliche Stromerzeugung aus den Ressourcendaten ermittelt.

Bei Wasserkraft und Biomasse wurde von dem Bottom-up-Verfahren abgewichen, da die Analyse der Konkurrenznutzungen und der lokalen geographischen und rechtlichen Gegebenheiten zu umfangreich gewesen wäre. Hier wurde auf bestehende Studien und Statistiken zurückgegriffen. Die ermittelten nationalen Gesamtpotenziale wurden dann „top-down“ räumlich analog zur Verteilung eines repräsentativen Parameters verteilt, z. B. das Waldholzpotenzial auf der Waldfläche oder die Leistung neuer Wasserkraftwerke anhand der räumlichen Verteilung des theoretischen Wasserkraftpotenzials. Durch die räumliche Auflösung der Daten in einem 10 km mal 10 km Raster kann die Einteilung der Untersuchungsregionen je nach Untersuchungszweck flexibel vorgenommen werden und ist nicht auf die nationale Ebene beschränkt.

Die Ergebnisse der Potenzialanalyse sind installierbare Leistungen und technische Stromerzeugungspotenziale auf nutzbaren Flächen, bei zeitlich schwankendem Energieangebot in stündlicher Auflösung. Diese Daten dienen als Input in ein lineares Optimierungsmodell. Sie werden für die zu untersuchenden Regionen zusammengefasst, um die Datenmenge so weit zu reduzieren, dass das Modell in vertretbaren Zeiten Ergebnisse liefert. Das Modell besteht aus einer Zielfunktion, in der festgelegt wird, dass die Summe der

Investitionskosten und der fixen und variablen Betriebskosten aller Systemkomponenten minimiert werden soll. Das System wird in Randbedingungen beschrieben, die als Gleichungen oder Ungleichungen formuliert sein können. Die wichtigsten Randbedingungen lauten:

- Der Strombedarf in jeder Region muss durch Stromerzeugung in der Region oder durch Import nach Abzug von Export und Einspeicherung in jedem Zeitschritt gedeckt sein.
- Leistungspotenziale können nicht überschritten werden.
- Stromerzeugungspotenziale können nicht überschritten werden.
- Stromübertragung findet nur dort statt, wo eine Leitung gebaut werden kann.

Weitere Randbedingungen legen Anteile erneuerbarer und Anteile regionaler Stromerzeugung an der Versorgung fest. Für das SRU-Sondergutachten wurden folgende Systeme untersucht:

1. Deutschland als Inselsystem ohne Stromtausch mit benachbarten Regionen (DE), mit heute bestehenden Pumpspeicherkapazitäten und der Option, Druckluftspeicher zuzubauen
2. Deutschland im Verbund mit Dänemark und Norwegen (DEDKNO), mit bis zu 70 TWh Pumpspeicherkapazität in Norwegen
3. Deutschland in einem europäisch-nordafrikanischen Verbund (EUNA) mit 36 Regionen (Ländern oder Ländergruppen), mit bis zu 70 TWh Pumpspeicherkapazität in Norwegen.

In den beiden Verbundsystemen sollte ein regionaler Selbstversorgungsgrad von 85 Prozent zugrunde gelegt werden, d. h. dass in der Jahresenergiebilanz die Stromerzeugung in jeder Region mindestens 85 Prozent des regionalen Strombedarfes betragen muss. Dadurch wird der Nettoimport indirekt auf 15 Prozent beschränkt. Im Verbund DEDKNO wurde zusätzlich ein Fall untersucht, in dem Austausch erlaubt ist, aber in der Jahresenergiebilanz 100 Prozent des regionalen Stromverbrauchs in der Region erzeugt werden müssen. D. h., in diesem Fall kann zwar jederzeit Strom importiert und exportiert werden, im Jahresmittel gleichen sich Importe und Exporte jedoch vollständig aus. In jedem System sollten außerdem die Auswirkungen eines durch zusätzliche Stromverbraucher wie Klimatisierung,

Elektromobilität oder Wärmepumpen erhöhten Strombedarfs untersucht werden. Für Deutschland wurde daher neben den erwarteten 509 TWh auch ein Szenario mit einem Strombedarf von 700 TWh berücksichtigt und für die anderen Länder der Strombedarf proportional dazu erhöht.

4 Ergebnisse

Die jährlichen Erneuerbare-Energien-Stromerzeugungspotenziale für das Jahr 2050 sind in Tabelle 1 nach Kraftwerkskategorien aufgeführt. Insgesamt ergibt sich in der Region EUNA ein Erneuerbare-Energien-Stromerzeugungspotenzial von knapp 105.000 TWh/a – fast 20 Mal so viel wie der für das Jahr 2050 angenommene jährliche Strombedarf von 5420 TWh. In Deutschland ergibt sich in der Summe ein Erneuerbare-Energien-Stromerzeugungspotenzial von 840 TWh/a – das 1.65-fache eines für das Jahr 2050 erwarteten

Strombedarfs von 509 TWh und das 1.2-fache eines erhöhten Strombedarfs von 700 TWh.

In Tabelle 2 sind die Ergebnisse der Dimensionierung der verschiedenen Versorgungssysteme zusammengefasst. Da die absolute Größe der Verbundsysteme unterschiedlich ist, werden zum Vergleich der Strukturen relative Kenngrößen herangezogen.

Die Verluste setzen sich aus Überschüssen, Transport- und Speicherverlusten zusammen. Die höchsten Verluste von 14 Prozent (9 Prozent bei erhöhtem Strombedarf) treten als reine Speicherverluste im Insystem auf, ansonsten liegen die Gesamtverluste bei 4 bis 5 Prozent.

Die Auslastung der gesamten Erneuerbare-Energien-Stromerzeugungskapazität liegt zwischen 1934 und 3964 Volllaststunden (VLh). Die niedrige Auslastung im Verbund EUNA ist teilweise der Rechenweise geschuldet, da

Tab. 1: EE-Stromerzeugungspotenziale (in TWh/a, Jahr 2050)

	<i>Wind Onshore</i>	<i>Wind Offshore</i>	<i>PV</i>	<i>CSP</i>	<i>Laufwasserkraft</i>	<i>Speicherwasserkraft</i>	<i>feste Biomasse</i>	<i>gasförmige Biomasse</i>	<i>Geothermie</i>	<i>Geothermie KWK</i>
Europa und Nordafrika	9589	13226	31231	46527	1101	144	398	224	1316	1093
Deutschland	91	317	113	0	25	2.3	42	27	70	153

Quelle: Eigene Darstellung

Tab. 2: Strommengen in TWh/a, installierte Leistungen in GW, Kosten in Mrd.€/a und Stromkosten*

	<i>Insystem in DE</i>		<i>Verbund DED-KNO, 100 % Selbstversorgung</i>		<i>Verbund DED-KNO, 85% Selbstversorgung</i>		<i>Verbund EUNA, 85% Selbstversorgung</i>	
	erw.	hoch	erw.	hoch	erw.	hoch	erw.	hoch
Strombedarfsniveau	erw.	hoch	erw.	hoch	erw.	hoch	erw.	hoch
Strombedarf in TWh/a	509	700	651	894	651	894	5418	7446
Verluste in % der Stromerzeugung	14	9	5	4	5	4	4	4
Auslastung der Stromerzeugungskapazität in VLh	2518	2708	3472	3129	3964	2944	2066	1934
Speicherkapazität relativ zum Tagesstromverbrauch	0,6	0,5	17,4	13,6	22,4	13,2	1,2	1,2
Systemkosten in Mrd.€/a	42	76	31	63	28	47	422	634
Anteil Stromerzeugung	0,95	1,11	0,81	0,99	0,78	0,83	0,94	0,93
Anteil Speicherung	0,08	0,07	0,23	0,16	0,25	0,20	0,08	0,07
Anteil Stromübertragung	0	0	0,05	0,04	0,06	0,05	0,06	0,05
Anteil Wärmegutschrift	-0,03	-0,18	-0,08	-0,19	-0,09	-0,08	-0,07	-0,05
Mittlere Stromkosten in €/kWh	0,088	0,097	0,059	0,071	0,056	0,063	0,083	0,092

* = nach Abzug der Wärmegutschrift; enthalten Transport- und Speicherkosten; in €/kWh, jeweils Mittelwerte über die Verbundregionen

Quelle: Eigene Darstellung

fünf Modellläufe zusammengeführt und für die Stromerzeugung der Durchschnitt, für die installierten Stromerzeugungskapazitäten aber das jeweilige Maximum verwendet wurde, um mögliche Leistungengpässe auszuschließen. Auch der Speicherbedarf im Verbund EUNA ist durch die Verwendung fünf unterschiedlicher Läufe mit großen Unsicherheiten behaftet.

Die hohe Auslastung der Stromerzeugungskapazitäten von 3.964 VLh im Verbund DEDK-NO wird durch die große Pumpspeicherkapazität in Norwegen ermöglicht. Insbesondere Biomassekraftwerke können dadurch besser ausgelastet werden, da an ihrer Stelle die Pumpspeicherwerke den Lastausgleich übernehmen. Dadurch kann die Biomasse statt in Kondensationskraftwerken in KWK-Anlagen verstromt werden.

Die gesamten Systemkosten setzen sich aus den Stromerzeugungskosten, den Speicherkosten und den Stromübertragungskosten abzüglich der Wärmegutschrift zusammen. Die Systemkosten sind in allen Fällen durch die Stromerzeugung dominiert. Im Inselsystem DE liegen die Gesamtkosten wegen der hohen Vergütung für die Wärme aus Geothermieanlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung niedriger als die Stromerzeugungskosten. Die Speicherkosten machen bis zu 25 Prozent der gesamten Systemkosten aus. Die Investitionen für Speicher können die Systemkosten verringern, da die anderen Systemkomponenten besser ausgelastet werden können. Die Stromübertragung hat in den Verbundsystemen einen Anteil von 4 bis 6 Prozent an den gesamten Kosten.

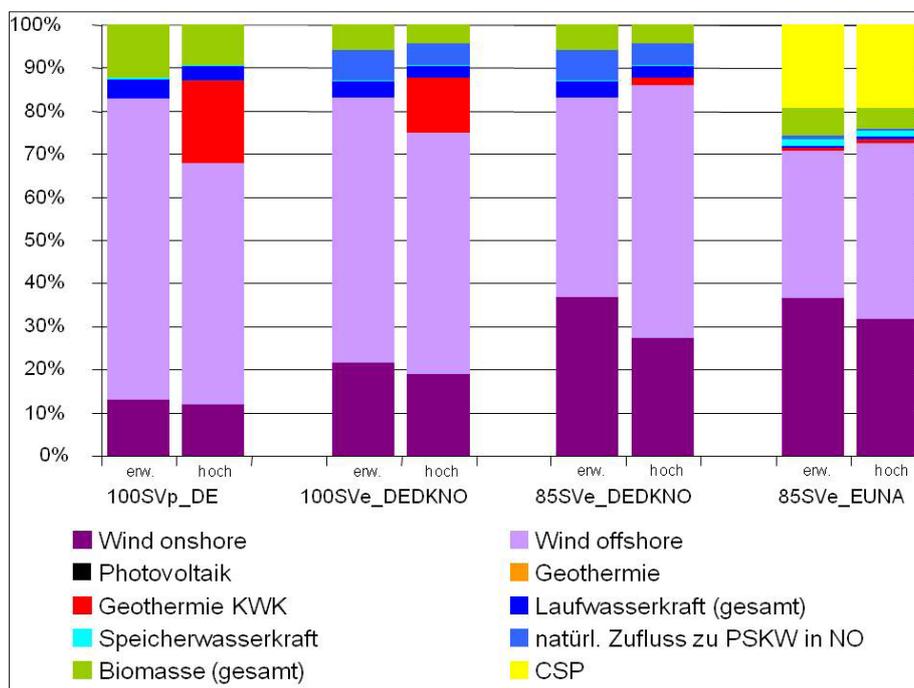
Die mittleren Stromkosten (berechnet als Quotient aus den Systemkosten und dem Strombedarf) bei einem Strombedarf auf erwartetem Niveau sind mit 5,6 €Cent/kWh am niedrigsten im Verbund Deutschlands mit Dänemark und Norwegen bei 85 Prozent Mindestselbstversorgung, d. h. bei 15 Prozent erlaubtem Nettoimport in der Jahresbilanz. Nur unwesentlich teurer ist die Stromversorgung mit 5,9 €Cent/kWh im gleichen Verbund, wenn Austausch erlaubt, aber in der Jahresbilanz 100 Prozent Selbstversorgung gefordert ist. Die Inselversorgung Deutschlands ist möglich, aber im Vergleich mit 8,8 €Cent/kWh die teuerste Option. Die Versorgung im europäisch-nordafrikanischen Verbund ist mit 8,3 €Cent/kWh nur wenig kostengünstiger. Zum einen beeinflusst

jedoch auch hier wieder die Rechenweise bei der Zusammenführung der Ergebnisse der fünf Läufe das Ergebnis zu Ungunsten des Verbunds EUNA. Zum anderen sind die Stromquellen im Rest Europas größtenteils teurer als der Windstrom aus dem Norden Europas. Die Kostenverhältnisse ändern sich durch einen erhöhten Stromverbrauch durch Elektrofahrzeuge, Wärmepumpen und Klimatisierung im zweiten Szenario nur unwesentlich.

Abbildung 1 zeigt die Struktur der Stromerzeugung in den untersuchten Verbundsystemen bei jeweils erwartetem und erhöhtem Strombedarf. In allen Fällen dominiert die Windenergie die Stromerzeugung. Im Inselsystem Deutschland sind die kostengünstigen Windstrompotenziale, das Photovoltaik- und das Wasserkraftpotenzial bereits bei erwartetem Strombedarf weitgehend ausgeschöpft. Bei erhöhtem Strombedarf wird daher v. a. zusätzlich Strom in Geothermieanlagen erzeugt, was auch die hohe Wärmegutschrift (s. Tab. 2) bedingt. Das gilt auch im kleinen Verbund DEDKNO, solange 100 Prozent des Strombedarfs in der Jahresbilanz durch inländische Ressourcen gedeckt werden sollen. Bei erlaubten 15 Prozent Nettoimport wird kaum noch Stromerzeugung in den relativ teuren Geothermieanlagen vorgesehen. Die geringste Änderung in der Struktur des Strombedarfs erscheint im Verbund EUNA, da die Potenziale die Erzeugung bei Weitem überschreiten und so auch bei erhöhtem Strombedarf von den meisten Quellen weitere günstige Potenziale vorhanden sind.

5 Schlussfolgerungen

Die Untersuchung zeigt, dass eine Stromversorgung Deutschlands mit 100 Prozent erneuerbarer Energie möglich ist - als Inselsystem oder kostengünstiger in Verbundsystemen. Die geringsten Kosten entstehen, wenn große Speicherkapazitäten verfügbar sind, z. B. Pumpspeicherwerke in Norwegen. Die Kombination kostengünstigen Windstroms mit großer Speicherkapazität, ergänzt durch Biomassekraftwerke, stellt kostengünstig jederzeit genügend Leistung bereit. Im Verbund EUNA mit größeren Strahlungsressourcen wird der Energiemix durch Strom aus solarthermischen Kraftwerken und aus Photovoltaikanlagen diversifiziert.

Abb. 1: Struktur der Stromerzeugung in den untersuchten Verbundsystemen*

* = Die jeweils linke Säule enthält die Werte des Systems mit erwartetem Stromverbrauch, die jeweils rechte Säule enthält die Werte für das System mit erhöhtem Strombedarf.

Quelle: Eigene Darstellung

Ein lineares Optimierungsmodell liefert Ergebnisse unter bestimmten Annahmen bezüglich der Ressourcenverfügbarkeit, Flächennutzbarkeit und technischen und ökonomischen Parameter. Durch Variationen der Annahmen können die Strukturen der kostenminimierten Systeme stark variieren. Insbesondere die Kostenannahmen für die Zukunft sind mit großen Unsicherheiten behaftet. Die Ergebnisse sind daher nicht als Vorhersage eines Kostenminimums, sondern als technisch umsetzbare Systemkonfigurationen mit geringen zu erwartenden Kosten zu verstehen.

Literatur

BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hg.), 2009: Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau erneuerbarer Energien in Deutschland – Leitszenario 2009. Autoren: Nitsch, J. (DLR Stuttgart); Wenzel, B. (Ingenieurbüro für neue Energien, Teltow), Berlin; http://www.bmu.de/files/pdfs/allgemein/application/pdf/leitszenario2009_bf.pdf (download 13.10.10)

BMU – Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (Hg.), 2010: Langfristszena-

rien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global „Leitstudie 2010“. Veröffentlichung voraussichtlich im November 2010

Scholz, Y., 2010: Möglichkeiten und Grenzen der Integration verschiedener regenerativer Energiequellen zu einer 100 % regenerativen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050. Gutachten im Auftrag des Sachverständigenrates für Umweltfragen (SRU), Angebot Nr. 3002611, Stuttgart

SRU – Sachverständigenrat für Umweltfragen, 2010: 100 % erneuerbare Stromversorgung bis 2050: klimaverträglich, sicher, bezahlbar. Stellungnahme Nr. 15

Kontakt

Yvonne Scholz
Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt e.V.
in der Helmholtz-Gemeinschaft (DLR)
Institut für Technische Thermodynamik
Abteilung Systemanalyse und Technikbewertung
Pfaffenwaldring 38-40, 70569 Stuttgart
Tel.: +49 (0) 7 11 / 68 62 - 2 96
E-Mail: yvonne.scholz@dlr.de

« »