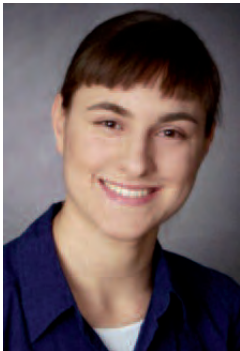


Ausbau von Speicherkapazitäten für eine effiziente Stromversorgung mit erneuerbaren Energien in Deutschland und Europa bis 2050



DLR

Yvonne Scholz
yvonne.scholz@dlr.de

ZSW

Maïke Schmidt
maïke.schmidt@zsw-bw.de

Fraunhofer IWES

Dr. Michael Sterner
michael.sterner@iwes.fraunhofer.de

ZAE Bayern

Dr. Andreas Hauer
hauer@muc.zae-bayern.de

In der Leitstudie 2010 [BMU 2010] wird die installierte Leistung der Erneuerbaren aus Wind, PV, Wasserkraft und Geothermie in Deutschland bis zum Jahr 2050 auf ca. 153 GW gesteigert. Aber diese Leistung steht nicht zu jedem Zeitpunkt zur Verfügung und wird auch nicht immer genau dann gebraucht, wenn sie erzeugt wird. Denn die Spitzenlast, d. h., die maximal zu einem Zeitpunkt benötigte Leistung beträgt im Jahr 2050 nur noch rund 74 GW und der Strombedarf wird dann in ca. einem Drittel des Jahres von der möglichen Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien überstiegen. Andererseits steht zu anderen Zeitpunkten mit wenig Sonne und Wind nicht genügend Energie zur Bedarfsdeckung bereit.

Zur Anpassung der Stromeinspeisung durch Erneuerbare an den Strombedarf können Pumpspeicher, Druckluftspeicher, Batterien und die chemischen Energieträger Wasserstoff und Methan dienen und so auch zur Netzstabilität beitragen. Um den Bedarf an Lastverlagerung zu ermitteln, müssen Strombedarf und fluktuierende Stromerzeugung in ihrem stündlichen Verlauf analysiert werden.

Der Anteil erneuerbarer Energieträger an der Bruttostromerzeugung in Deutschland wird im Basisszenario A der Leitstudie 2010 [1] bis zum Jahr 2050 auf 87 % gesteigert. Die Kapazität der installierten Photovoltaik-, Windenergie-, Wasserkraft- und Geothermieanlagen wächst im gleichen Szenario von rund 50 GW im Jahr 2010 auf das Dreifache (ca. 153 GW) im Jahr 2050. Gleichzeitig sinkt durch Effizienzmaßnahmen der Strom-Endenergiebedarf und mit ihm die Spitzenlast. Wenn man den Jahreslastgang Deutschlands des Jahres 2006 linear mit dem Szenario-Strombedarf skaliert, ergeben sich für das Jahr 2010 rund 80 GW Spitzenlast, im Jahr 2050 hingegen nur noch ca. 74 GW. Legt man den Strombedarf aus den Szenarien des Energiekonzeptes [2]

zugrunde, ergeben sich sogar nur noch rund 60 GW an Spitzenlast im Jahr 2050. Das Verhältnis der fluktuierenden Erzeugungskapazität bestehend aus Wind-, PV- und Wasserkraftanlagen zur Spitzenlast beträgt entsprechend [1] im Jahr 2010 0,6. Im Jahr 2050 beträgt dieses Verhältnis 2,1. Dies bedeutet, dass im Jahr 2050 bei gleichzeitiger Stromproduktion der fluktuierenden Erzeugungskapazitäten bei Nennleistung die Spitzenlast um mehr als das Doppelte überschritten wird. Einerseits wird ein solches gleichzeitiges Einspeisen bei Nennleistung wegen des Einflusses von Wetter und Anlagenverteilung (z. B. PV auf Südwest- und Südost-Dächern) nicht vorkommen, andererseits verschärfen zusätzlich wärmegeführte KWK-Anlagen das Verhältnis nicht regelbarer Erzeugungskapazitäten zu stündlichem Strombedarf.

Abbildung 1 veranschaulicht die Entwicklung der Verhältnisse in Deutschland entsprechend [1]. Zum Vergleich sind auch die Verhältnisse in Europa entsprechend der Studie „Trans-CSP“ [3] dargestellt. In Europa beträgt das Verhältnis der PV-, Windenergie-, Wasserkraft- und Geothermie-Erzeugungskapazität zur Spitzenlast 0,5 im Jahr 2010; im Jahr 2050 beträgt es 1,1 bei einem Anteil erneuerbarer Stromerzeugung von dann 80 %. Der Anteil regelbarer erneuerbarer Stromerzeugung in Europa ist durch den Einsatz solarthermischer Kraftwerke und einen deutlich höheren Anteil an Biomasse-Kraftwerken größer als in Deutschland.

Wegen der hohen installierten Leistung von nicht regelbaren erneuerbaren Erzeugungskapazitäten mit teilweiser wetterabhängiger Stromerzeugung ist neben starken Einspeiseschwankungen ab 2030 auch mit deutlichen Produktionsüberschüssen zu rechnen.

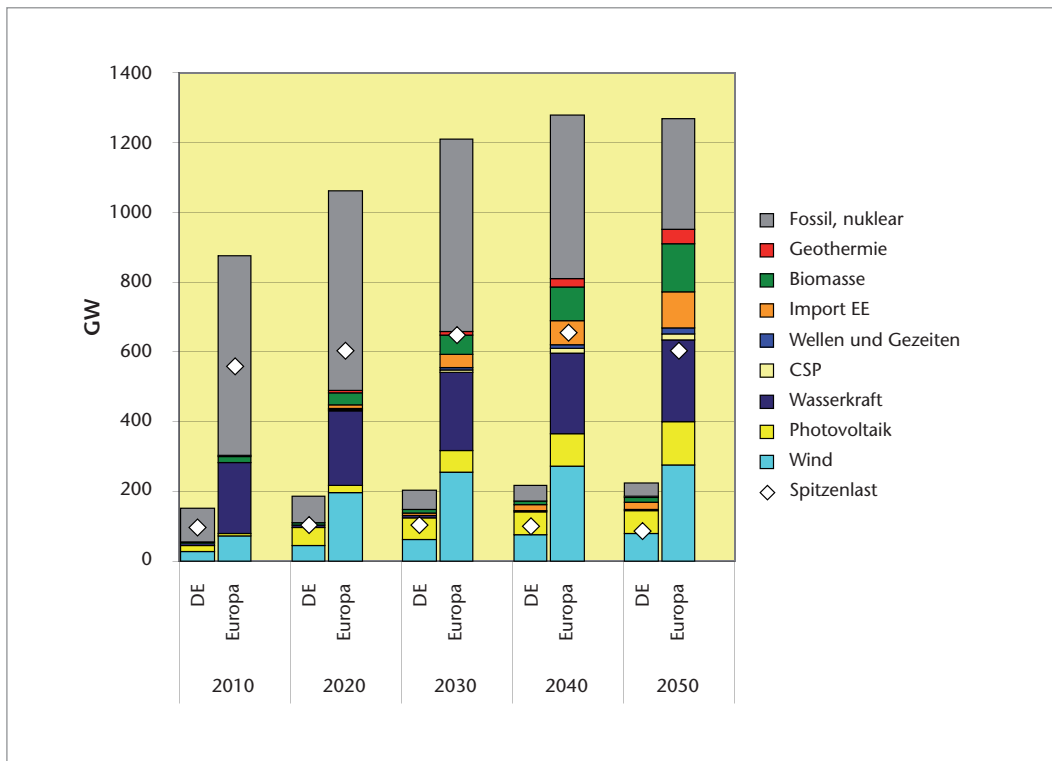


Abbildung 1

	EE-Anteil	Import	Leistung	Speicherkapazität
Leitstudie 2010, Basis A [BMU 2010]	87 %	20 %	H2-Erzeugung für den Verkehrssektor	
Trans-CSP [Trieb 2006]	80 %	20 %	Import von Regelenergie aus CSP	
[SRU 2011] / [Scholz 2010]	100 %	0 %	32 GW	0.8 TWh
[UBA 2010]	100 %	0 %	Elektrolyse: 44 GW GuD-Kraftwerk: 30 GW	40 TWh

Tabelle 1 Speichereinsatz in verschiedenen Szenarien

Trotz dieser Überschüsse kann der Strombedarf nicht zu jeder Zeit durch die fluktuierenden erneuerbaren Erzeugungskapazitäten gedeckt werden. Zur Deckung der noch bestehenden Versorgungslücken (Restlast) können flexible, regelbare Erzeugungskapazitäten eingesetzt werden. In diesem Fall müssen allerdings Überschüsse durch das Abregeln der fluktuierenden Erzeugungskapazitäten vermieden werden.

In Ergänzung zu einem angepassten regelbaren Kraftwerkspark kann die Restlast geglättet werden durch:

- Lastmanagement
- internationalen Stromaustausch
- Speicher.

Da Speicher andere Lastglättungsmöglichkeiten ergänzen oder mit ihnen konkurrieren, kann der Einsatz von Speichern nur dann als „Speicherbedarf“ bezeichnet werden, wenn alle anderen Komponenten eines Stromerzeugungssystems in einem Szenario vorgegeben sind. Werden diese variiert, variieren auch die Dimensionierung und der Einsatz von Speichern. Dadurch kann es zu sehr unterschiedlichem Speicherausbau und -einsatz in verschiedenen Szenarien kommen, wie Tabelle 1 zeigt.

In der Studie „Trans-CSP“ [3], in welcher nationale Szenarien für die Regionen Europa, Nordafrika und Naher Osten erstellt wurden, wird der Problematik der fluktuierenden Erzeugung bei 80 % EE-Anteil dadurch begegnet, indem weniger

direkt wetterabhängig einspeisende Erzeugungskapazitäten (Wind, PV) und mehr regelbare Leistung aus solarthermischen Kraftwerken installiert und der Strom nach Europa importiert wird.

Im Gegensatz dazu, wird im Basisszenario A der Leitstudie 2010 [1] mit 87% EE-Anteil nicht unmittelbar verwendbarer Strom durch Elektrolyse in Wasserstoff umgewandelt, welcher dann für den Verkehrssektor zur Verfügung steht.

Zwei Studien mit 100% EE-Anteil in Form einer Selbstversorgung Deutschlands als Inselform ohne Importe und Exporte wurden in den letzten beiden Jahren veröffentlicht: „Energieziel 2050: 100% Strom aus erneuerbaren Quellen“ [4] und „Wege zur 100% Erneuerbaren Stromversorgung“ [5]. Die beiden Studien kommen bei ähnlichen Rahmenbedingungen zu sehr ähnlichen Ergebnissen für die installierte Speicherleistung: 32 GW bidirektionale Speicherleistung [5] und 44 GW Elektroplus 30 GW GuD-Kraftwerk [4]. Die Ergebnisse für die Speicherkapazität unterscheiden sich jedoch stark: während in [5] nur 0.8 TWh Speicherkapazität eingesetzt werden [6], sind es in [4] 40 TWh. Der Grund hierfür liegt in den Annahmen zum Biomasseinsatz: in [5] wird ein Teil der Biomasse für die Wärmebereitstellung und den Verkehr reserviert. Die für die Stromerzeugung oder KWK freigestellte Biomasse wird allerdings vorwiegend zur Stromerzeugung in Zeiten mit niedriger Einspeisung aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen eingesetzt. Sie macht so einen saisonalen Speicher überflüssig. In [4] wird die Biomasse dem zugrunde gelegten Szenario entsprechend vorwiegend in KWK-Anlagen verstromt. Für längere Windflauten im Winter wird daher ein saisonaler Speicher erforderlich.

Die Unterschiede im Speichereinsatz können auch durch unterschiedliche Methoden für die Ermittlung des Speichereinsatzes beeinflusst sein. Zwei Methoden lassen sich unterscheiden:

a) Vorgabe eines Szenarios der Stromerzeugung oder eines gesamten Energiesystems und Untersuchung der zeitlich aufgelösten Restlast (Strombedarf, welcher nicht durch fluktuierende Erzeugungskapazitäten gedeckt wird) nach Festlegung einer Einsatzreihenfolge.

b) Zeitlich aufgelöste Last- und Erzeugungsdaten als Input in ein Optimierungsmodell mit oder ohne Szenariovorgaben und Festlegung der freien Systemvariablen für ein volkswirtschaftliches Kostenminimum unter gegebenen Kostenannahmen.

Methode (a) setzt voraus, dass es eine Einsatzreihenfolge gibt und dass die Erzeugung regelbarer Kraftwerke diese nicht beeinflusst. Sie ist dabei übersichtlich, die Ergebnisse sind einfach zu interpretieren und anschaulich darzustellen. Es wird dabei jedoch nicht berücksichtigt, dass sich die regelbaren Systemkomponenten gegenseitig beeinflussen können, z. B. kann ein regelbares Kraftwerk Strom zum Beladen eines Speichers erzeugen, damit das Speicherkraftwerk später eine Bedarfslücke füllen kann, was allein durch Beladung mit EE-Strom evtl. nicht möglich gewesen wäre. Solche Wechselwirkungen können mit einem Optimierungsmodell berücksichtigt werden. Allerdings sind die Ergebnisse häufig weniger übersichtlich und wegen der Wechselwirkungen des Einsatzes verschiedener Technologien schwerer zu interpretieren.

Beide Analysen erfordern Zeitreihen des Strombedarfs und der Stromeinspeisung bzw. der potenziellen Stromerzeugung mit einer möglichst stündlichen Auflösung. Im Folgenden wird die Erzeugung der Zeitreihen kurz erläutert und ein Restlastverlauf, d. h. der Lastverlauf nach Abzug der Stromerzeugung in Photovoltaik-, Windenergie-, Wasserkraft- und Geothermiekraftwerken in den Jahren 2020 und 2050 abgeleitet. Anhand des Restlastverlaufs wird beispielhaft die mögliche Lastglättung durch die vorhandenen Pumpspeicherkapazitäten aufgezeigt.

Zur Analyse von – wo nötig stündlichen – Stromerzeugungspotenzialen erneuerbarer Energieträger sind drei Schritte erforderlich:

1. Ressourcenanalyse
2. Flächenanalyse
3. Anwendung eines Kraftwerksmodelles.

Die **Ressourcenanalyse** umfasst die Bereitstellung und evtl. Aufbereitung von wetterabhängigen, stündlichen Ressourcendaten wie direkte und diffuse Sonneneinstrahlung, Windgeschwindigkeit oder von nicht wetterabhängigen Daten wie Temperaturen im Gestein.

Im zweiten Schritt wird die **Fläche** analysiert, auf der eine Stromerzeugungstechnologie für die jeweilige Ressource eingesetzt werden kann: Auf welchen Flächen ist die Anwendung grundsätzlich möglich? Welcher Anteil der Fläche muss für Konkurrenznutzungen reserviert werden? Gibt es Einschränkungen durch Naturschutz oder durch gesellschaftliche Hemmnisse?

Nach der Ermittlung der jeweiligen Ressourcen und nachdem Annahmen zu den nutzbaren Flächen und Flächenanteilen getroffen wurden, kann im dritten Schritt ein **Kraftwerksmodell** eingesetzt werden, wodurch die jeweiligen Stromerzeugungspotenziale berechnet werden können.

Am Beispiel der Windenergie ist das z. B. die Leistungskennlinie einer Windkraftanlage, an der für jede Windgeschwindigkeit die entsprechende Produktionsleistung abgelesen werden kann.

Abbildung 2 zeigt ein Ergebnis einer solchen Analyse für die Windenergie: Eine Karte mit der Jahressumme der potenziellen Stromerzeugung durch Windenergieanlagen in MWh/km²/a (Ressourcendaten: Jahr 2006). *Abbildung 3* zeigt die für Deutschland aggregierte Zeitreihe der maximalen potenziellen Stromerzeugung durch Windkraftanlagen (onshore + offshore). Es wird ersichtlich, dass die Stromerzeugung aus Wind-

energie sowohl starken saisonalen als auch täglichen Schwankungen unterworfen ist.

In ähnlicher Weise können Potenzialanalysen für die anderen erneuerbaren Energieträger durchgeführt werden. Die potenzielle Stromerzeugung kann dann mit Szenarioannahmen zur tatsächlich installierten Kapazität in bestimmten Jahren skaliert werden.

Stündliche Zeitreihen der Netzlast in Deutschland, d. h. des Endenergiebedarfs an elektrischem Strom plus Netzverluste, sind bei den einzelnen Transportnetzbetreibern oder bei deren europäischer Dachorganisation, der ENTSO-E, verfügbar. Zieht man die mit Szenarioannahmen zur installierten Kapazität skalierten Einspeisezeitreihen von Photovoltaik-, Windenergie-, Wasserkraft- und Geothermieanlagen von der Lastzeitreihe ab, so erhält man die entsprechende Restlast.

Abbildung 4 zeigt die Restlast für die Jahre 2020 und 2050 entsprechend den Annahmen aus dem Basisszenario A der Leitstudie 2010. Es ist im Verlauf des Jahres 2020 zu erkennen, dass es schon zu geringfügigen Überschüssen durch die Stromerzeugung fluktuierender Erzeugungskapazitäten kommt und es kein Grundlastband mehr gibt. Grundlastkraftwerke müssten also entweder zeit-

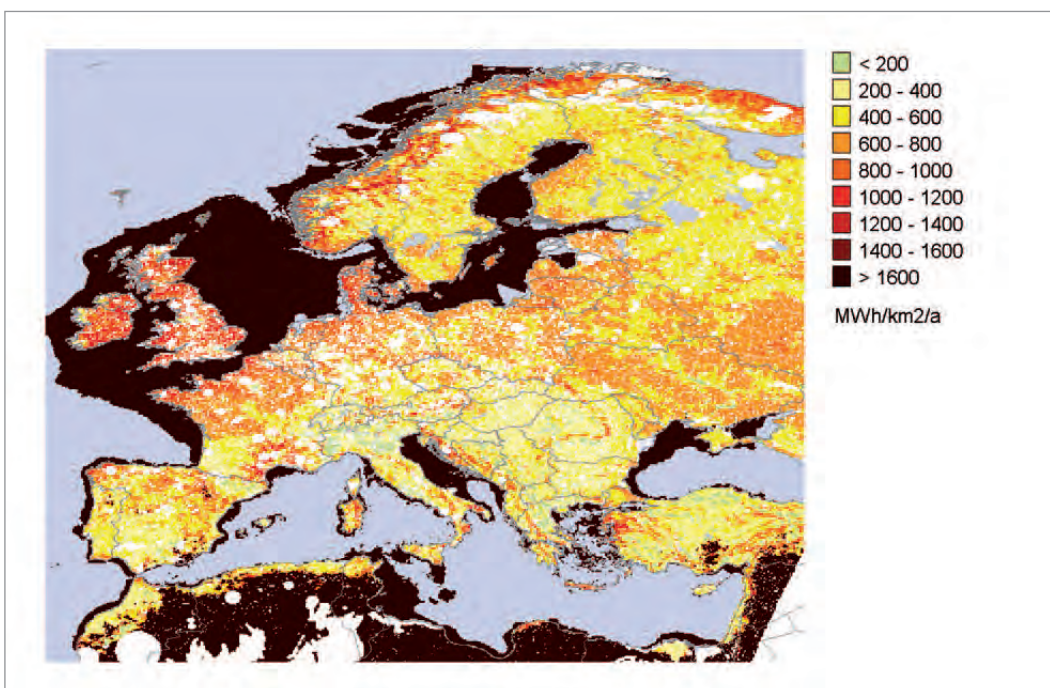


Abbildung 2

Abbildung 3

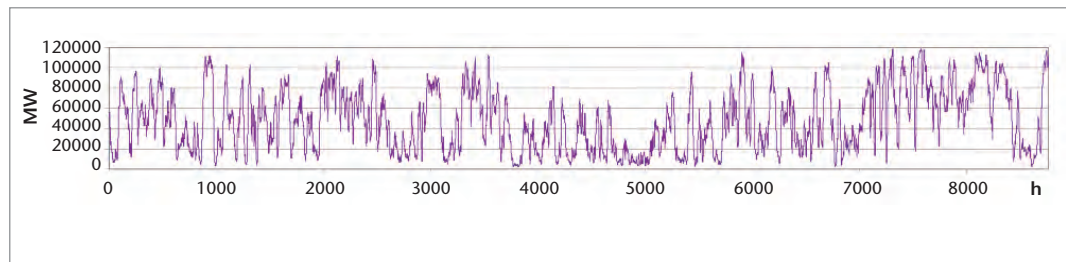
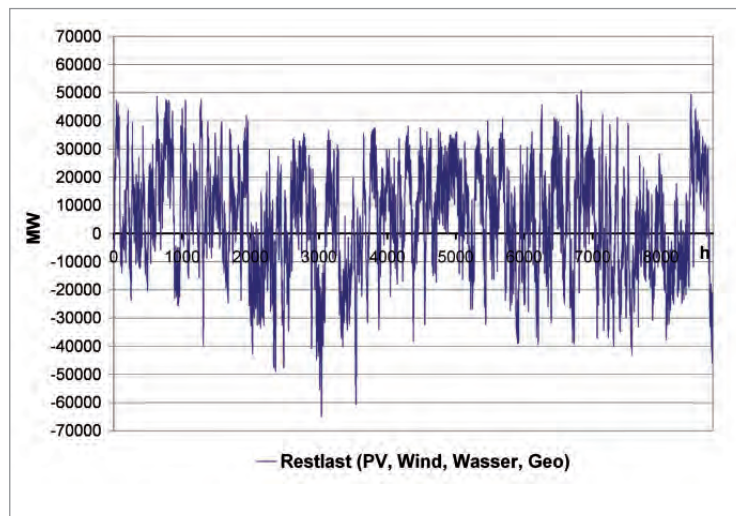
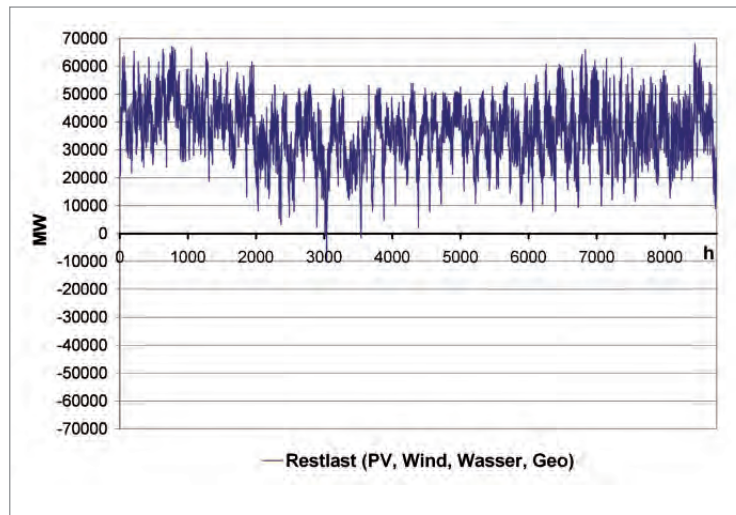


Abbildung 4



weise abgeschaltet, EE-Stromerzeuger abgeregelt oder die Restlast mit Hilfe von Lastmanagement- und Speicherkapazitäten geglättet werden.

Im Jahr 2050 treten auch nach Abzug der fluktuierenden erneuerbaren Stromerzeugung immer noch Lastspitzen mit bis zu 50 GW auf. Zusätzlich gibt es Zeiten, in denen die Einspeisung durch fluktuierende Erzeugungskapazitäten den Bedarf um mehr als 60 GW überschreitet.

Einen besseren Überblick über die Häufigkeit der Lastsituationen gibt eine sogenannte Dauerlinie der Restlast. Diese wird durch das Ordnen der Stundenmittelwerte der Restlast nach ihrer Höhe ermittelt. *Abbildung 5* zeigt die Dauerlinie für die oben abgebildete Restlastzeitreihe des Jahres 2050. An der Dauerlinie kann für eine jährliche Mindestlaufzeit die installierbare Kapazität eines Kraftwerks oder einer Kraftwerkskategorie abgelesen werden. So können z. B. Mittellastkraftwerke

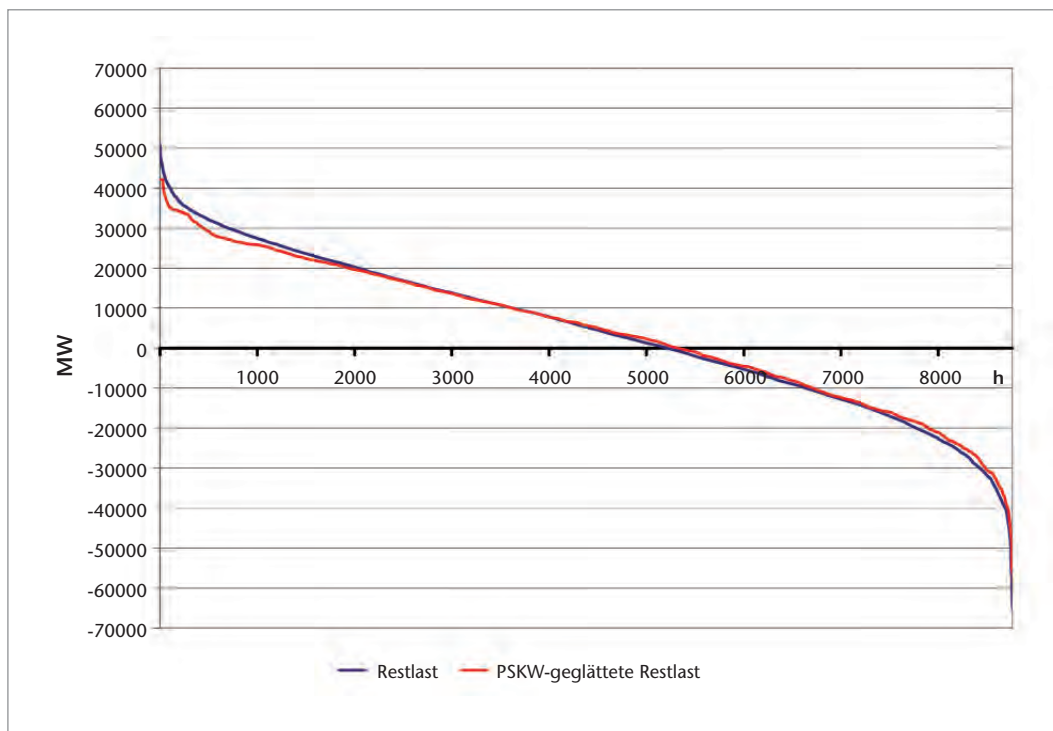


Abbildung 5

mit insgesamt ca. 20 GW Kapazität installiert werden, die 2000 Stunden oder länger in Volllast betrieben werden können. Typische Grundlastkraftwerke laufen heute 7000 Stunden und länger. Im Jahr 2050 gibt es ohne Lastverlagerungsmaßnahmen keinen entsprechenden Grundlastbetrieb mehr. Spitzenlastkraftwerke mit einer Kapazität von 31 GW können den Lastbereich zwischen 20 GW und der Restspitzenlast von ca. 51 GW decken.

In *Abbildung 5* ist zusätzlich die Dauerlinie der mit Hilfe von Pumpspeicherkraftwerken geglätteten Restlast eingezeichnet. Pumpspeicher sind typischerweise für den täglichen Ausgleich von Lastspitzen und Lasttälern ausgelegt. Für die Glättung wurde angenommen, dass im Jahr 2050 8,6 GW bidirektionale Pumpspeicherleistung mit einem für sechs Stunden Volllastbetrieb der Pumpen/Turbinen-Einheit ausgelegten Speicher in Deutschland installiert sind, dass die Jahresspitzenlast/der Jahresspitzenüberschuss vorrangig reduziert wird und dass ansonsten der Speicher immer dann entleert/befüllt wird, wenn die aktuelle Stundenmittellast die Tagesmittellast unterschreitet/überschreitet und der Speicherfüllstand es zulässt.

Entsprechend der Annahme, dass Pumpspeicherkraftwerke weiterhin als Kurzzeitspeicher ausgelegt werden, können sie über das ganze Jahr 2050 hinweg ihre Leistung von ca. 8,6 GW zur täglichen Lastglättung zur Verfügung stellen. Die benötigte Mittellastkapazität ändert sich dadurch nur geringfügig, die Spitzenlastkapazität kann aber um die Pumpspeicherleistung auf 42 GW reduziert werden. Auch die maximale Höhe der Überschussleistung wird entsprechend reduziert.

Die Dauerlinie zeigt, dass die Menge des Überschussstroms durch den Pumpspeichereinsatz kaum reduziert wird. Am Jahresverlauf der Restlast kann man sehen, dass neben den täglichen Lastschwankungen längerfristige Flauten und Überschussituationen auftreten. Um die Last entsprechend zu verlagern, sind Langzeitspeicher erforderlich, die größere Energiemengen speichern können als die Pumpspeicherwerke und zudem über eine größere Be- und Entladekapazität verfügen.

Im Basisszenario A der Leitstudie 2010 werden zunächst Import- und Exportmöglichkeiten in andere europäische und auch nordafrikanische Länder berücksichtigt. Es werden dann Lastmanagementoptionen genutzt (Elektromobilität, KWK oder Wärmepumpen mit verschiebbaren Wärme-

lasten) und Pumpspeicherkraftwerke eingesetzt. Die verbleibende Restlast wird mit noch bestehenden fossilen Kraftwerken gedeckt. Mit den dann noch verbleibenden Überschüssen wird mittels Elektrolyse Wasserstoff hergestellt, der im Verkehr als Treibstoff eingesetzt wird. Wasserstoff dient hier als Platzhalter und kann durch andere chemische Energieträger wie z. B. Methan ersetzt werden. Das erfordert zwar einen zusätzlichen Umwandlungsschritt, bietet aber den Vorteil, dass die Infrastruktur für Methan – das Erdgasnetz – bereits besteht und ohne Zusatzkosten als Speicher und für den Transport verwendet werden kann.

Wie eingangs diskutiert sind Speicher eine von mehreren Möglichkeiten, die sichere Stromversorgung bei zunehmenden Schwankungen der Stromerzeugung zu gewährleisten. Unterschiedliche Kriterien und Gewichtungen von Kriterien wie z. B. Importabhängigkeit, Kosten, Flächenverbrauch, gesundheitliche Auswirkungen von Energieanlagen und gesellschaftliche Akzeptanz führen zu verschiedenen Szenarien eines Stromversorgungssystems mit unterschiedlichem Speichereinsatz. Dieser sollte also immer im Zusammenhang mit dem Aufbau des gesamten Stromversorgungssystems und mit den zugrundeliegenden Kriterien ausgewiesen und bewertet werden.

Quellen

- [1] BMU (2010). Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global. Umweltpolitik. BMU. Berlin.
- [2] BMWI (2010). Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung. BMWI, EWI, GWS, Prognos.
- [3] Trieb, F. (2006). Trans-Mediterranean Interconnection for Concentrating Solar Power. N. C. a. N. S. G. BMU (Federal Ministry for the Environment. Stuttgart, German Aerospace Center (DLR), Institute of Technical Thermodynamics, Section Systems Analysis and Technology Assessment.
- [4] UBA (2010). Energieziel 2050: 100 % Strom aus erneuerbaren Quellen. Umweltbundesamt. Dessau, Umweltbundesamt: 194.
- [5] SRU (2011). Wege zur 100 % Erneuerbaren Stromversorgung. S. f. Umweltfragen.
- [6] Scholz, Y. (2010). Möglichkeiten und Grenzen der Integration verschiedener regenerativer Energiequellen zu einer 100 % regenerativen Stromversorgung der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahr 2050. Materialien zur Umweltforschung. SRU, Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt.