

Facilitating energy storage
to allow high penetration of intermittent
Renewable Energies



Schätzung des Energiespeicherbedarfs des deutschen Elektrizitätssystems



Co-funded by the Intelligent Energy Europe
Programme of the European Union

Die Arbeiten für diesen Bericht wurden von der HSU koordiniert.

Autor	Organisation	E-mail
Thomas Weiß	HSU	thomas.weiss@hsu-hh.de

Photo © Vattenfall Europe Sales GmbH
Grafik Design: Guillaume Korompay, www.korompay.at

Finale Version, Juli 2013

Die Verantwortung für den Inhalt dieses Berichts liegt ausschließlich bei den Autoren. Er spiegelt nicht notwendigerweise die Ansicht der Europäischen Union wider. Die EACI und die Europäische Kommission übernehmen keine Verantwortung für jegliche Nutzung der darin enthaltenen Informationen.

Inhalt

1. Einleitung.....	4
2. Das Stromerzeugungssystem In Deutschland	5
2.1. Status quo der Stromversorgung.....	5
2.2. Zukünftige Entwicklung der deutschen Stromversorgung (2020-2050)...	7
3. Untersuchung des zukünftigen Stromspeicherbedarfs Deutschlands.....	9
3.1. Untersuchte Entwicklungsszenarien der erneuerbaren Energien.....	9
3.2. Methodik der Modellierung	
3.3. Simulationsergebnisse für Deutschland	13
4. Zusammenfassung	17
Abkürzungsverzeichnis	18

1

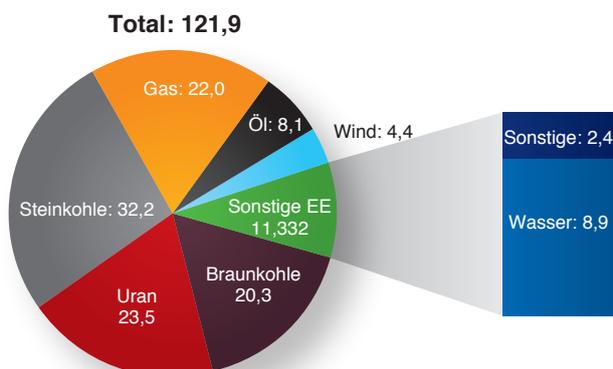
Einleitung

Im Rahmen der Teilstudie (Deliverable) D5.2 des stoRE Projekts wird eine Schätzung des zusätzlichen Energiespeicherbedarfs in Stromversorgungssystemen mit einem hohen Anteil an zeitlich schwankender /nicht regelbarer Stromerzeugung aus erneuerbaren Quellen wie Wind und Sonne abgegeben. Der Bericht befasst sich mit dem deutschen Elektrizitätsversorgungssystem und soll einen klaren Überblick darüber verschaffen, welche Infrastruktur zur Energiespeicherung notwendig ist, um einen hohen Anteil an erneuerbarer Energie im Elektrizitätssystem erreichen zu können. Er beleuchtet den Energiemix und das Übertragungssystem in der bestehenden Form, beider geplante Entwicklung und Ausbau sowie die deutschen Pläne zur Entwicklung erneuerbarer Energien bis ins Jahr 2050. Die Notwendigkeit neuer Energiespeicher und deren energie-technische Machbarkeit werden mithilfe von Simulationen des Energieversorgungssystems unter Verwendung einer eigens entwickelten Software untersucht. Die sich daraus ergebenden qualitativen und quantitativen Ergebnisse unterstreichen die Notwendigkeit und den Nutzen der Energiespeicherung in zukünftigen Elektrizitätssystemen.

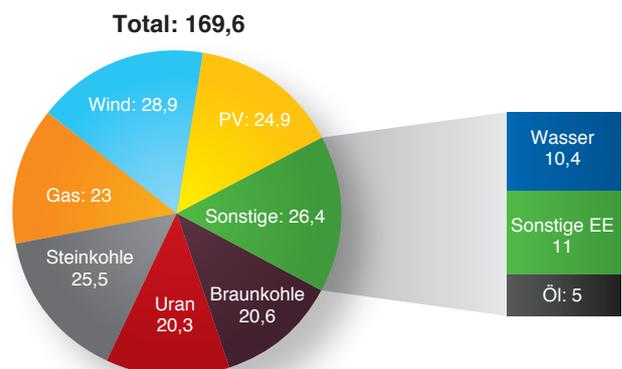
Abbildung 1:

Installierte Leistung in Deutschland nach Primärenergieträgern im Jahr 1999 (links) und 2011 (rechts)

Installierte Leistung in Deutschland 1999 [GW]



Installierte Leistung in Deutschland 2011 [GW]



2

Das Stromerzeugungssystem in Deutschland

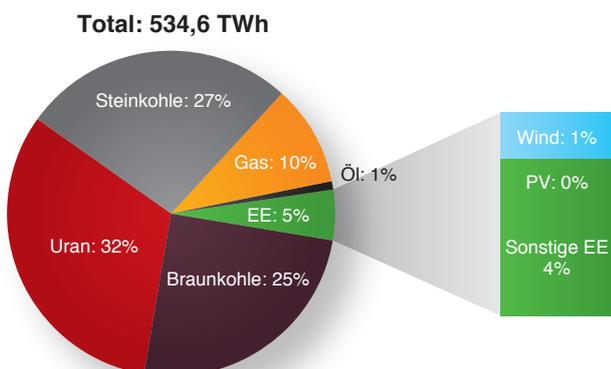
2.1. Status quo der Stromversorgung

Das Stromerzeugungssystem in Deutschland besteht hauptsächlich aus fossil befeuerten Kraftwerken, wie Kohle-, Braunkohle- und Gaskraftwerken, sowie Kernkraftwerken. Nach dem Reaktorunfall in Fukushima beschloss die deutsche Regierung den schrittweisen Abbau und die vollständige Abschaffung der Kernenergie bis 2022. Am 6. August 2011 wurden daher bereits 8 Reaktoren abgeschaltet, die übrigen folgen nach und nach bis 2022. Dennoch waren Ende 2011 noch immer 9 Kernkraftwerke mit einer gesamten installierten Leistung von 12,5 GW am Netz. Darüber hinaus sind Braunkohlekraftwerke mit 20,3 GW, Steinkohlewerke mit 25,5 GW und Gaskraftwerke mit 23 GW ans deutsche Netz angeschlossen, siehe Abbildung 1.

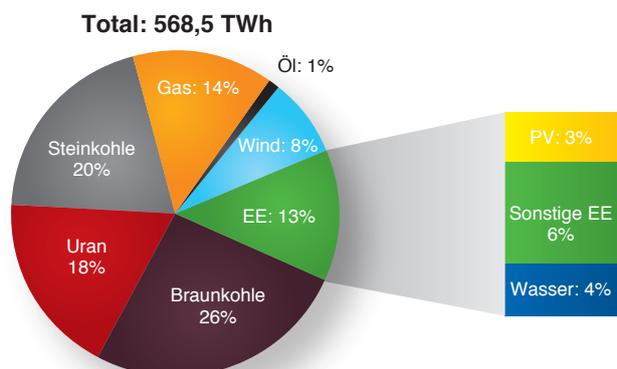
2000 wurde das erste Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien (Erneuerbare-Energien-Gesetz, kurz EEG) in Kraft gesetzt. Es soll die Entwicklung von Technologien zur Stromgewinnung aus erneuerbaren Quellen fördern und die nachhaltige Entwicklung des Energieversorgungssystems ermöglichen. Die Abbildungen 1 und 2 zeigen den Anteil verschiedener Primärenergieträger an der installierten Kapazität und der Energieerzeugung jeweils für die Jahre 1999 und 2011. Wie zu sehen ist, betrug die installierte Leistung erneuerbarer Energien 1999 15,7 GW. Den größten Anteil daran hatte die Wasserkraft mit 8,9 GW gefolgt von der Windkraft mit 4,4 GW. Die Photovoltaik hatte nur eine installierte Leistung von 32 MW. Dies änderte sich bis 2011 aufgrund der Förderung der EE beträchtlich. Die Windkraft erbrachte zwar immer noch die höchste installierte Leistung (28,9 GW), doch auch die Photovoltaik wuchs schnell auf eine gesamte installierte Leistung von 24,9 GW an.

Abbildung 2:
Energieerzeugung in
Deutschland 1999 (links)
und 2011 (rechts)

Energieverbrauch in Deutschland 1999



Energieverbrauch in Deutschland 2011



Die gleiche Entwicklung kann auch bei der Energieerzeugung beobachtet werden. 1999 betrug der Anteil der EE an der Energieerzeugung in Deutschland 5 % und stammte hauptsächlich aus Wasserkraft (etwa 4 %). Die Windkraft machte nur 1 % aus. 2011 lag der Anteil der EE bereits bei 20,5 %. Wind- und Wasserkraft sowie PV hatten daran mit jeweils 8 %, 4 % und 3 % den größten Anteil. Bei den anderen EE handelt es sich um Biomasse, Biogas, Erdwärme etc.

Die Förderung und somit die Entwicklung erneuerbarer Energien hatten nicht nur einen Einfluss auf die Stromversorgung, sondern auch auf andere Sektoren. Auch in den Sektoren Transport und Wärme nahm die Energieerzeugung aus erneuerbaren Energien kontinuierlich zu, wie in Abbildung 3 zu ersehen ist.

Beitrag der erneuerbaren Energien zur Endenergiebereitstellung in Deutschland

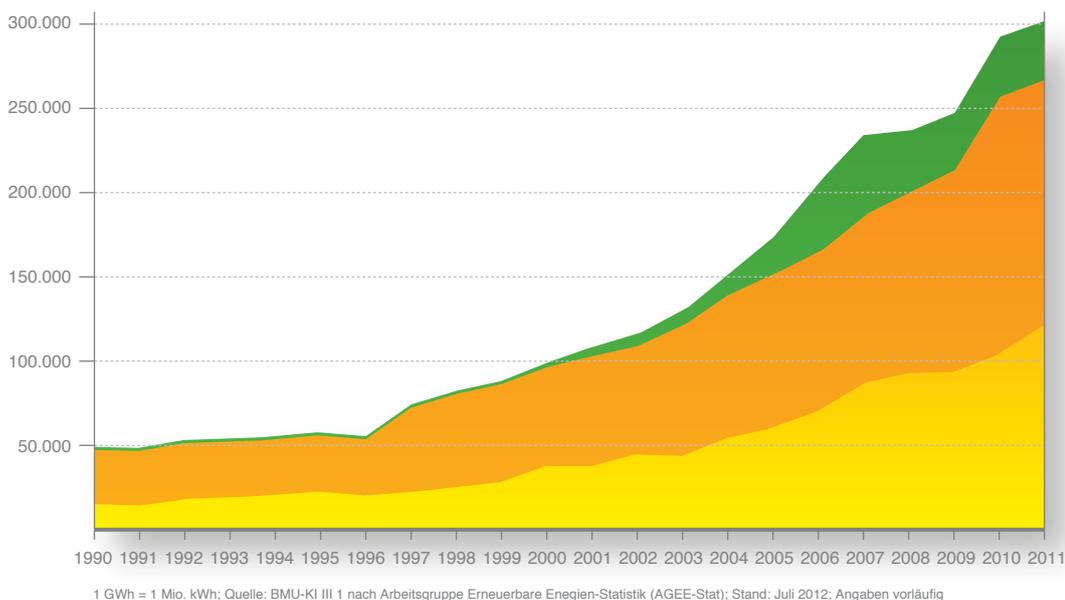


Abbildung 3:
Entwicklung der Energiebereitstellung in Deutschland nach Sektoren, Quelle BMU

- Kraftstoffbereitstellung 2011: 34.216 GWh
- Wärmebereitstellung 2011: 143.467 GWh
- Strombereitstellung 2011: 123.186 GWh

2.2. Zukünftige Entwicklung der deutschen Stromversorgung (2020-2050)

Die Ziele der deutschen Regierung für die Entwicklung der erneuerbaren Energien sind in Tabelle 1 aufgelistet. Bis 2050 soll der Anteil der erneuerbaren Energien am Nettostromverbrauch auf 80 % steigen. Gleichzeitig soll der Anteil der EE am Bruttoenergieverbrauch, einschließlich aller Sektoren wie Verkehr, Wärme usw., auf 60 % steigen. Dabei werden hauptsächlich Wind- und Solarenergie zu diesem hohen Anteil beitragen.

Tabelle 1:

Ziele der Bundesregierung für den Anteil erneuerbarer Energien am Nettostromverbrauch und am Bruttoenergieverbrauch

Bis spätestens	EE-Anteil am Nettostromverbrauch [%]	EE-Anteil am Bruttoenergieverbrauch [%]
2020	35	18
2030	50	30
2040	65	45
2050	80	60

Wie in Abbildung 4 zu sehen ist, wird die installierte Leistung der Photovoltaik und der Onshore-Windkraft 2020 im Vergleich zu den anderen Technologien am höchsten sein. 2050 werden Windkraft und PV ebenfalls den größten Anteil an der installierten Leistung haben, jedoch wird dabei die Offshore-Windkraft eine weitaus größere Rolle spielen. Die PV wird ihre starke Entwicklung bis 2050 fortsetzen und mehr als 100 GW installierter Leistung erreichen. Der Anteil an der Stromerzeugung ist jedoch relativ gering. Dies liegt an den insgesamt niedrigen Volllaststunden von Sonnenkollektoren im Vergleich zu beispielsweise Wind und Biomasse. 2050 soll mehr als die Hälfte des Gesamtbedarfs mit Windenergie erzeugt werden

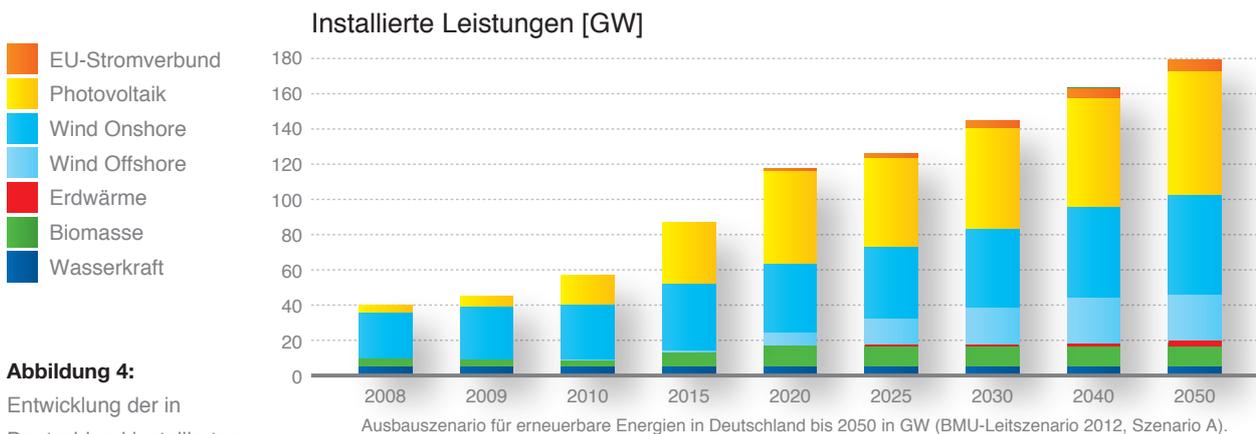
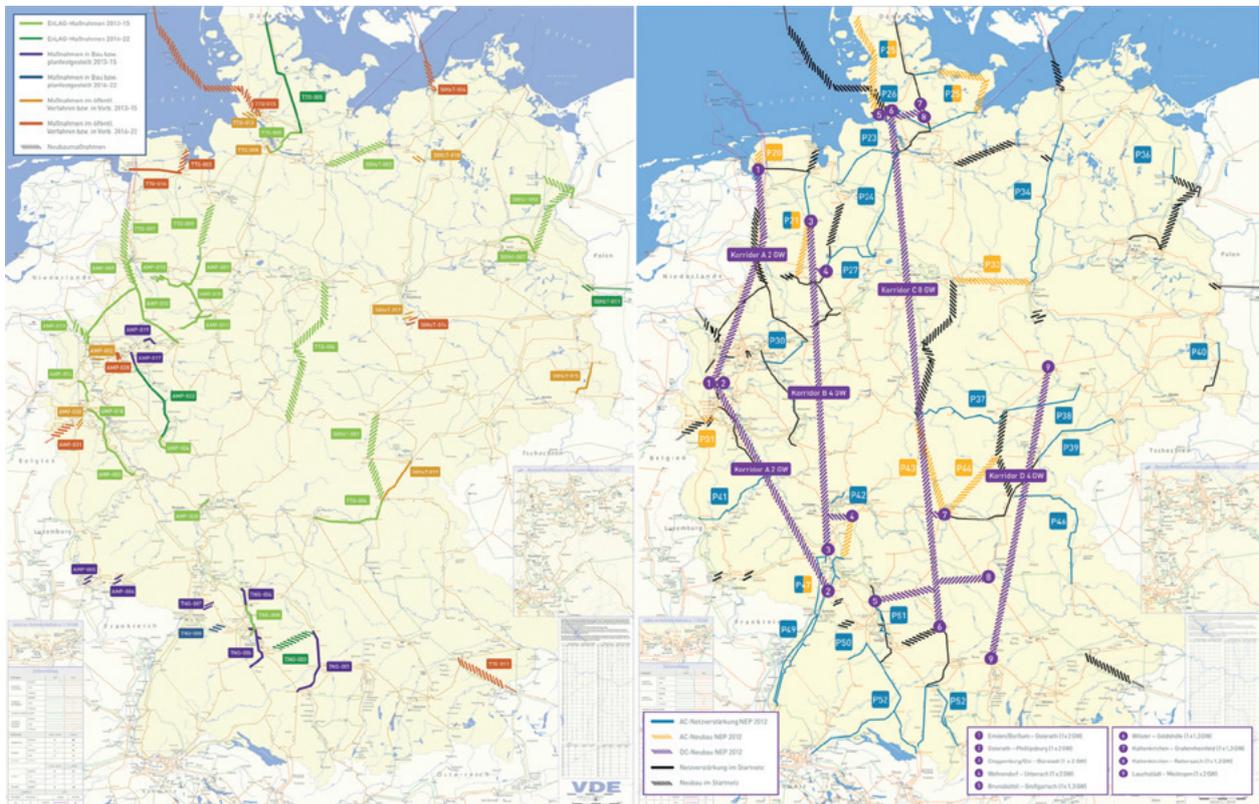


Abbildung 4:

Entwicklung der in Deutschland installierten Stromerzeugungskapazität aus erneuerbaren Quellen bis 2050, Quelle: Strategieplattform Power to Gas

Der Anteil an Windenergie wird nach 2015 rapide zunehmen. Grund dafür ist die erwartete Entwicklung der Offshore-Windparks, die am Ende zu einem Beitrag von bis zu 50 GW führen wird. Dieser angenommene Wert ist äußerst hoch und liegt über dem der meisten anderen Untersuchungen zur zukünftigen Entwicklung erneuerbarer Energien in Deutschland. Doch alle Studien gehen davon aus, dass die Offshore-Windenergie im zukünftigen Kraftwerksmix Deutschlands eine wichtige Rolle spielen wird, da die Potentiale vorhanden sind und die Bundesregierung ehrgeizige Ziele für den Ausbau der Offshore-Windparks in der Nord- und Ostsee verfolgt.



Die EE-Erzeugungseinheiten liegen meist weit entfernt von den Hauptverbrauchscentren. Darüber hinaus wird sich die Entwicklung der Windenergie hauptsächlich auf den Norden und Osten Deutschlands konzentrieren und die der Photovoltaik vorwiegend auf den Süden. Dies bringt Probleme für das deutsche Stromnetz mit sich, da die Windkraft in den Süden und die PV in den Norden übertragen werden muss. Zur Lösung dieser Probleme veröffentlichten die deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) Ende März 2012 ihren neuen Netzentwicklungsplan. Der Netzentwicklungsplan sieht Netzausbau- und Verstärkungsmaßnahmen für das nächste Jahrzehnt vor, die das Übertragungssystem in die Lage versetzen sollen, den steigenden Anteil erneuerbarer Energien voll zu integrieren. Die dafür nötigen Maßnahmen sind in Abbildung 5 dargestellt.

Wie in Abbildung 5 zu sehen ist, wird dabei die Verbindung der großen Offshore-Windparks in der Nordsee mit den industriestarken Lastzentren im Westen und Süden Deutschlands eine besonders große Rolle spielen. Daher sollen 4 Hochspannungs-Gleichstrom-Korridore (HGÜ-Korridore) als Overlay-Netz (Stromautobahnen) gebaut werden, um den Austausch von Windkraft im Norden und Sonnenenergie im Süden Deutschlands zu ermöglichen. Darüber hinaus sind auf einer Gesamtstrecke von 4.400 km eine Netzverstärkung und -optimierung von bestehenden Routen und auf einer Gesamtstrecke von 1.700 km neue Dreiphasen-Wechselstrom-Leitungen (Drehstromleitungen) notwendig. Die geschätzten Gesamtinvestitionskosten belaufen sich auf 20 Mrd. Euro.

Abbildung 5:

LINKS: Im Bau befindliche Übertragungsleitungen (lila: Fertigstellung 2013-15, blau: Fertigstellung 2016-22), im öffentlichen Verfahren (orange und rot) und Maßnahmen nach dem Energieleitungsausbaugesetz (EnLAG) (gelb und dunkelgrün) RECHTS: Netzverstärkung nach dem NREAP (blau), Netzausbau nach dem Netzentwicklungsplan (NEP) 2012 (orange: Wechselstromleitungen, lila: HGÜ) und die geplanten Übertragungsleitungen von der linken Seite (schwarz)
Quelle: Netzentwicklungsplan 2012

3

Untersuchung des zukünftigen Stromspeicherbedarfs Deutschlands

3.1. Untersuchte Entwicklungsszenarien der erneuerbaren Energien

In diesem Bericht wurden 7 verschiedene Szenarien untersucht: Zunächst ein Referenzszenario mit Daten aus 2011, dann ein Szenario für das Jahr 2020 mit den EE-Anteilen, die im Nationalen Aktionsplan für erneuerbare Energie (NREAP) definiert sind, und 3 Fälle von EE-Entwicklung (gleichstarke Entwicklung von Wind und PV, stärkere Entwicklung der Windenergie wie auch stärkere Entwicklung der PV). Diese 3 Fälle wurden auch für ein Szenario mit einem 80%igen Gesamtanteil erneuerbarer Energien am Nettostromverbrauch untersucht. Die Entscheidung dafür beruht auf der Tatsache, dass es schwierig ist, eine präzise Aussage über die Entwicklung am Strommarkt nach 2020 zu treffen. Es bestehen zu viele verschiedene Unsicherheitsfaktoren, die den Markt beeinflussen könnten, wie z.B. die Politik oder andere Rahmenbedingungen. Daher wurden für die Untersuchung der Jahre nach 2020 bestimmte Anteile der EE zugrunde gelegt. Die Daten der installierten Leistung für die verschiedenen Szenarien sind in Tabelle 1 aufgelistet. Hier steht Szenario A für die gleich starke Entwicklung beider Technologien, während B die bevorzugte Entwicklung der Windenergie und C die bevorzugte Entwicklung der Photovoltaik wiedergibt. Die Unterscheidung zwischen der Entwicklung von Wind und PV wurde getroffen, da die Entwicklung erneuerbarer Energien nicht vollständig vorherzubestimmen ist und es immer Markttreiber gibt, die die Entwicklung einer bestimmten Technologie beeinflussen können. Im Falle Deutschlands ist die bevorzugte Entwicklung der Windenergie wahrscheinlicher, da Wind besonders in Norddeutschland für konstanter und ökonomischer gehalten wird.

	Ref. [GW]	2020 Szenario [GW]			80% Szenario [GW]		
		A	B	C	A	B	C
EE-Kraftwerke							
Wind	28,0	44	52	40,5	86	93	76
davon Offshore	0,06	9	11	5,5	26	30	21
PV	25,0	49	30	66	70	45	100
Wasserkraft	4,1	4,8 ¹			5,7 ¹		
Geothermie	0,0	0,0			4,2		
Jahreshöchstlast	79,8	80,1			79,1		
Energieverbrauch [TWh]	510,4	477,5			412,5		
EE-Anteil [%]	17 %	38,6 %			80 %		

Tabelle 2:

Überblick über die installierte Kraftwerkskapazität von erneuerbaren Energien in Deutschland für das Referenzjahr und die Szenarien 2020 und 80%

¹ Bei der Simulation wird davon ausgegangen, dass 60 % der Wasserkraftwerke nicht regulierbar sind (kleine Laufkraftwerkseinheiten) und dass sie das ganze Jahr hindurch 40% des Stroms produzieren

Die maximal überschüssige Leistung und die Energie, die ohne ein Energiespeichersystem zurückgewiesen werden würde, sind in den Tabellen 3 und 4 jeweils für das 2020- und das 80 %-Szenario zusammengefasst.

Da der Ausstieg aus der Kernenergie in Deutschland erst 2022 abgeschlossen sein wird, werden 2020 immer noch Kernkraftwerke am Netz sein. Zudem werden noch weitere Grundlastkraftwerke wie z.B. Braunkohle, die nur langsam regelbar sind, am Netz sein. Auch ist noch nicht geklärt, ob es ein Einspeiselimit für nicht netzsynchrone Erzeuger wie Wind und PV (über Umrichter mit Netz gekoppelt) geben wird oder ob sich diese Erzeuger ausreichend an den Systemdienstleistungen und der Netzstützung beteiligen können, sodass die Trägheit der rotierenden Massen nicht mehr benötigt wird. Auf Basis dieser Überlegungen wurde für 2020 ein weiteres Szenario mit einem netztechnischen Minimum von 10 GW eingeführt, das sich aus den vorhandenen Grundlastkraftwerken und der Sicherstellung der Netzsicherheit ergibt. Die Ergebnisse der Analyse der Residuallast für 2020 mit und ohne netztechnisches Minimum von 10 GW sind in Tabelle 3 aufgeführt.

Szenario	Maximal überschüssige Leistung	Zurückgewiesene Energie ohne Speicherung
A	7,30 GW	52,95 GWh
B	0 GW	0 GWh
C	18,18 GW	573,29 GWh
Szenario mit Basislast von 10 GW		
A	17,30 GW	867,18 GWh
B	8,84 GW	356,91 GWh
C	28,18 GW	1615,54 GWh

Tabelle 3:

Überblick über die Hauptergebnisse der Analyse der Residuallast im Jahr 2020

Szenario	Maximal überschüssige Leistung	Zurückgewiesene Energie ohne Speicherung
A	51,15 GW	21,72 TWh
B	38,85 GW	15,85 TWh
C	69,09 GW	29,04 TWh

Tabelle 4:

Überblick über die Hauptergebnisse der Analyse der Residuallast, 80 % EE

Es ist zu beobachten, dass die maximal überschüssige Leistung und auch die anfänglich zurückgewiesene Energie in Szenario C höher sind als in den Szenarien A und B. Dies ist auf den hohen Anteil der installierten PV zurückzuführen. Aufgrund der niedrigeren Volllaststunden der PV im Vergleich zum Wind und hier besonders Offshore, muss eine höhere Leistung installiert werden, was folglich auch höhere Überschüsse erzeugt, so z.B. an sonnigen Tagen. Bei den 80 % erreicht die zurückgewiesene Energie in Szenario C bereits 29 TWh. Das ist ein Anteil von 7,5 % an der Jahresstromerzeugung aus erneuerbaren Quellen. Mit 69,09 GW ist der maximale Negativstrom der Residuallast in diesem Szenario sogar höher als die maximale positive Spitze.

3.2. Methodik der Modellierung

Die Berechnungsmethode folgt zwei Schritten. Zunächst wird die Residuallast für das zu untersuchende Szenario berechnet. Dafür werden die Stundenlast und die Produktionsdaten verschiedener Jahre pro Primärenergieträger verwendet. Der zweite Schritt besteht in der Berechnung des Gesamtspeicherbedarfs. Zu diesem Zweck wurde an der Helmut-Schmidt-Universität ein Algorithmus zur Schätzung des Energiespeicherbedarfs nur aus Sicht des Elektrizitätssystems entwickelt. Der Zweck des Energiespeichersystems (ESS) besteht bei diesem Ansatz in der maximal möglichen Integration erneuerbarer Energien ohne jeglichen Fokus auf den Strompreis am Spotmarkt.

Die Residuallast ist hier als benötigte Leistung minus nicht regelbare Produktion aus erneuerbaren Quellen definiert. Im Falle Deutschlands beinhaltet die nicht-regelbare Erzeugung aus erneuerbaren Quellen Windenergie, Photovoltaik und einen Teil der Laufwasserkraftwerke. Als Beispiel ist die Residuallast Deutschlands im Szenario 80 % A in Abbildung 6 gezeigt.

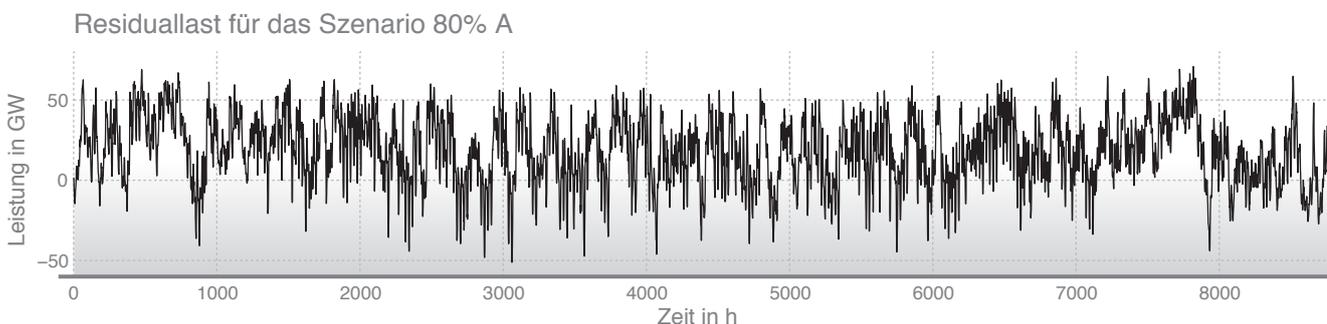


Abbildung 6:
Residuallast in
Deutschland,
Szenario 80% A

Wie zu sehen ist, ist die Residuallast besonders im Sommer negativ, wenn es eine hohe Einspeisung aus PV gibt. Wenn die Residuallast negativ ist, heißt das, dass es einen Energieüberschuss aus erneuerbaren Quellen gibt, der den Lastbedarf überschreitet. Dieser überschüssige Strom kann entweder abgeregelt, in Nachbarländer exportiert oder gespeichert werden. Abregelung oder Energieexport sind in diesem Bericht keine Option. Ziel ist es hier, nur so wenig Leistung und Kapazität des Speichersystems zu nutzen, wie notwendig ist, um alle Überschüsse durch erneuerbare Energien voll zu integrieren. Im Prinzip verfolgt der Algorithmus eine Verringerung der residualen Spitzenlast (turbinie-

ren – grüne Flächen in Abbildung 7) und eine Erhöhung in der residualen Last in Zeiten hoher EE-Einspeisung (durch speichern / pumpen – blaue Flächen in Abbildung 7). Zur Minimierung des Speicherbedarfs wurde eine intelligente Betriebsstrategie implementiert. Wenn ein hoher EE-Überschuss in der Stromversorgung erwartet wird, plant der Stromspeicher seine Operation dahingehend diesen Überschuss voll zu integrieren. Falls der erwartete EE-Überschuss die Speicherkapazität übertrifft, versucht der Stromspeicher seinen Einsatz so zu planen, dass der Speicher zuvor komplett geleert wird um möglichst viel des EE-Überschusses zu speichern.

Zur Schätzung der zusätzlich benötigten Speicherkapazität wurde zusätzlich zum bereits bestehenden System ein weiteres Energiespeichersystem eingeführt (Im Folgenden als Energiespeichersystem 2 bezeichnet). Dieses System hat eine unbegrenzte Kapazität und Leistung und ist an keine Technologie gebunden. So kann es den Überschuss an erneuerbarer Energie aufnehmen, der vom bestehenden System nicht gespeichert werden kann. Aufgrund der unbegrenzten Kapazität und Leistung ermöglicht diese Technologie die volle Integration aller erneuerbaren Energien. Die von diesem zweiten System genutzte Kapazität und Leistung ist ein Indikator dafür, was für ein Energiespeichersystem zusätzlich benötigt wird.

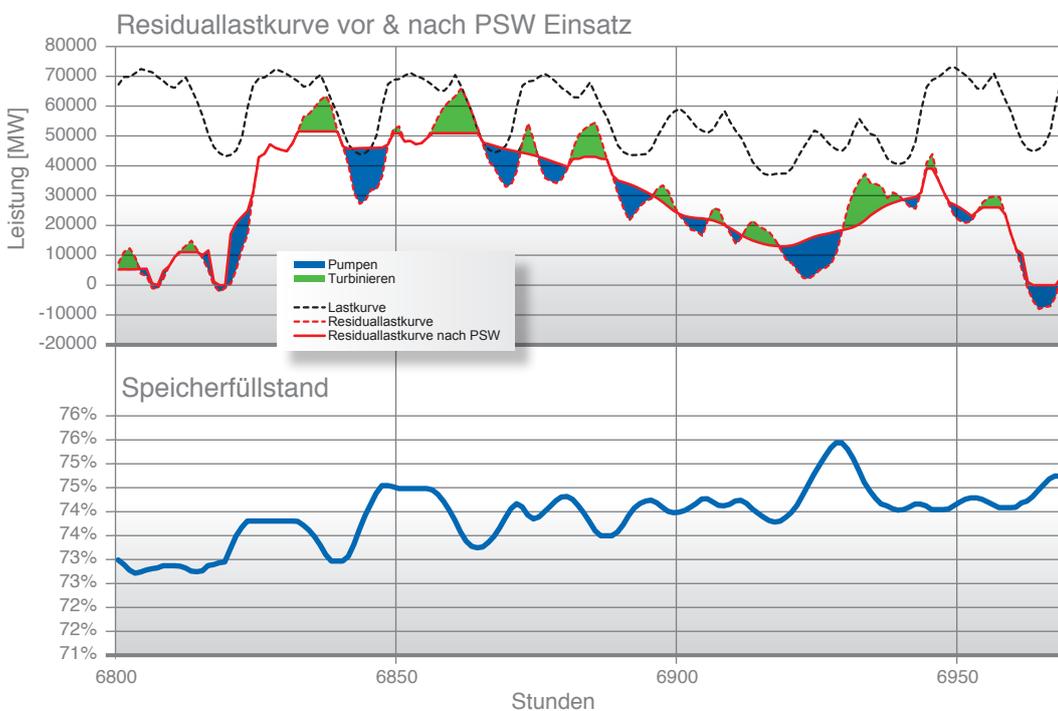


Abbildung 7:
Indikative Wirkung des PSW-Betriebs auf die RL-Kurve
(Quelle: NTUA)

3.3. Simulationsergebnisse für Deutschland

Für das deutsche PSW-System wurde eine gesamte Speicherkapazität von 60 GWh mit einer Turbinen- und Pumpleistung von 8 GW angenommen. Das ist das System, das bis 2020 zu erwarten ist. Für 2050 wurde kein weiterer Ausbau berücksichtigt, da keine konkreten Pläne zur möglichen zusätzlichen Leistung und Kapazität vorliegen.

Bei allen Szenarien, außer dem für 2020 A und B (ohne Basislast), kann weder das bestehende noch das geplante deutsche PSW-System alle Überschüsse, die mit erneuerbaren Energien produziert werden, abdecken. Die Ergebnisse für 2020 sind in Tabelle 4 aufgezeigt. Wie zu sehen ist, gibt es auch nach dem Einsatz des deutschen PSW-Systems noch zurückgewiesene Energie. Die anfänglich abzuregelnde Energie wurde jedoch stark reduziert und Abregelung der nun noch überschüssigen Energie kann wirtschaftlich sinnvoll sein und somit eine Option werden.

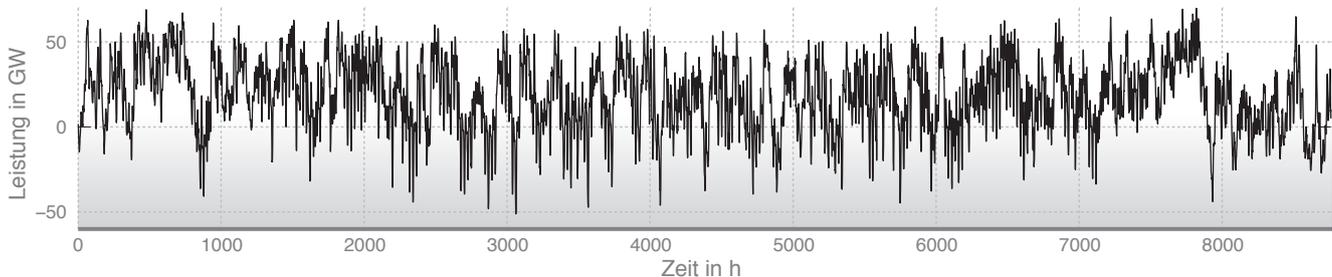
Tabelle 5:
Überblick über die
Ergebnisse,
Szenarien 2020 A bis C

Szenario	Zurückgewiesene Energie aus EE nach Einsatz des ESS					
	ohne Basislast			mit Basislast von 10 GW		
A	0 GWh			204.20 GWh		
B	0 GWh			44.44 GWh		
C	68,99 GWh			965,76 GWh		
	Kapazitätsfaktor des PSW-Systems					
	ohne Basislast			mit Basislast von 10 GW		
	Laden	Entladen	Summe	Laden	Entladen	Summe
A	29,51 %	24,01 %	53,52 %	27,23 %	22,71 %	49,94 %
B	27,15 %	22,04 %	49,19 %	22,43 %	20,45 %	42,88 %
C	30,38 %	25,12 %	55,50 %	27,57 %	24,42 %	51,99 %

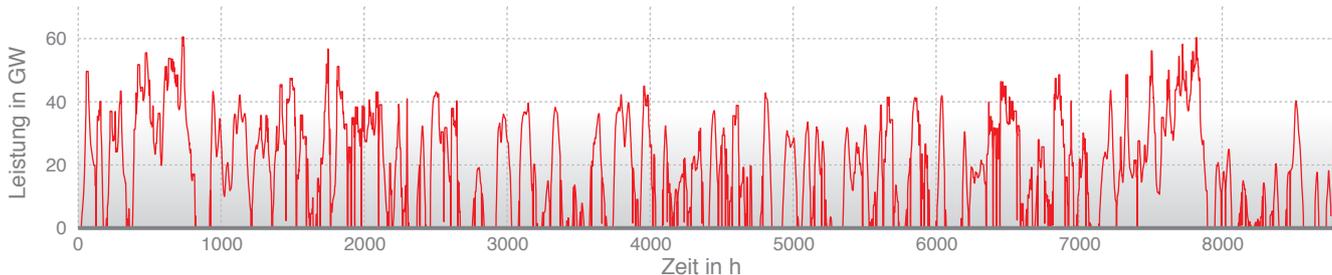
Bei allen Szenarien ist der Kapazitätsfaktor des deutschen PSW-Systems sehr hoch. Als Daumenregel kann der wirtschaftliche Betrieb eines PSW gewährleistet werden, wenn der Kapazitätsfaktor 25 % erreicht. Dies wäre bei allen untersuchten Szenarien leicht möglich. Dennoch ist darauf hinzuweisen, dass der Betrieb des PSW-Systems so geplant ist, dass die zurückgewiesene Energie aus erneuerbaren Quellen so gering wie möglich gehalten wird. Unter Berücksichtigung des Strommarktes würde der Kapazitätsfaktor abnehmen, da es in vielen Situationen wirtschaftlich nicht machbar wäre, die ESS unter den aktuellen marktregulatorischen Rahmenbedingungen zu betreiben. Der höchste Kapazitätsfaktor wird in Szenario C erreicht. Dies kommt von der Tag-Nacht-Charakteristik von PV-Kraftwerken. Da die Sonne nachts nicht scheint, können die Speicherreservoirs nachts geleert und tagsüber gefüllt werden. Die Windenergie hat nicht so eindeutige Eigenschaften. Der Wind kann über längere Zeiträume hinweg wehen und somit mehrere Tage lang Überschüsse erzeugen. Das Gleiche kann bei niedrigen Windgeschwindigkeiten passieren. In diesen Zeiträumen wird das Reservoir zunächst gefüllt, kann aber nicht mehr Energie aufnehmen oder liefern und es muss gewartet werden, bis sich die Lage ändert.

Bei den Szenarien mit einem 80 %igen Anteil der EE am Nettostromverbrauch hat das erwartete PSW-System nicht genügend Kapazitäten, um die Überschüsse aus erneuerbaren Energien abzudecken. Daher wird eine zweite, unbegrenzte Technologie zur Schätzung der zusätzlich benötigten Speicherkapazität eingeführt, um die erneuerbaren Energien voll zu integrieren. Die Abbildungen 8 und 9 zeigen die Ergebnisse der Simulation für Szenario A. Nach Nutzung des ESS ist die Residuallast gut geglättet und es tauchen keine negativen Spitzen mehr auf. Das bedeutet, dass alle Überschüsse aus erneuerbaren Energiequellen gespeichert und in Zeiten von Engpässen bereitgestellt wurden.

Residuallast für das Szenario 80% A



Residuallast nach der Nutzung des ESS



In Abbildung 9 wird die notwendige Leistung und Kapazität von Technologie 2 gezeigt. Die maximal benötigte Ladeleistung liegt bei 39 GW und die maximal benötigte Entladeleistung bei 25 GW. Der Ladestand von Technologie zwei erreicht 1.308 GWh. Das ist mehr als das 30mal so viel wie beim aktuellen PSW-System (~40 GWh). Der Mehrbetrag liegt auf einen langen Zeitraum mit sonnigen Tagen und der zusätzlichen konstanten Einspeisung aus Windkraft zurückzuführen. Dieser Effekt kann auch bei der Residuallastkurve für dieses Szenario beobachtet werden. Um die 3000. Jahresstunde kommt es zu den höchsten negativen Residuallastspitzen, weshalb dieser hohe Energieüberschuss produziert wird, der nicht sofort entladen werden kann, weil die Residuallast nicht oft genug positiv wird. Der gleiche Effekt ist bei der genutzten Leistung zu beobachten. Für einige hundert Stunden vor Stunde 3000 befindet sich das Speichersystem fast durchweg im Lademodus. Die letzte Spitze, die sich gegen Ende des Jahres zeigt, liegt hauptsächlich am starken Windenergieanteil. Dieser starke Windenergieanteil ist von Stunde 8000 bis Jahresende fast konstant, was auch an der niedrigen Residuallast und der erforderlichen Ladeleistung zu erkennen ist. Insgesamt geht es bei der erforderlichen Speicherkapazität eher um eine Langzeitspeicherung. Unter Langzeitspeicherung ist ein Energiespeichersystem zu verstehen, das nur wenige Male im Jahr voll-

Abbildung 8

Residuallast ohne (oben) und mit (unten) Energiespeicherung, Szenario 80% A

ständig gefüllt und geleert wird, wie die Saisonspeicher in den österreichischen Alpen. Die Schwankungen von weniger als 100 GWh bei der Kapazität und mit Zeiträumen von maximal 24 Stunden könnten von normalen Kurzzeitspeichern wie Pump- und Druckluftspeicherkraftwerken (PSW- und CAES-Kraftwerken) aufgefangen werden. Der Bedarf an Langzeitspeichern wird viel höher sein als der von Kurzzeitspeichern, was an der Tendenz der Ladezustandskurve zu sehen ist. Dies liegt an Perioden „guter“ und „schlechter“ Wetterbedingungen für erneuerbare Energien. Die Trennung zwischen kurz- und langfristiger Speicherung kann durch eine Fourier-Transformation der Ladezustandskurve erreicht werden.

Das PSW-System wird in hohem Maße genutzt, was durch den hohen Kapazitätsfaktor von 49,59 % bestätigt wird, siehe Tabelle 5. Das System wird sehr oft vollständig gefüllt und geleert und kann daher wirtschaftlich tragfähig betrieben werden. ESS 2 hat in allen Szenarien einen insgesamt niedrigen Kapazitätsfaktor. Das liegt an dem Bestreben, alle erneuerbaren Energien voll zu integrieren. Mit einer intelligenten Abregelung der maximalen Überstromspitzen könnten die benötigte Ladeleistung sowie die benötigte Kapazität herabgesetzt werden. Der Kapazitätsfaktor kann dann einen Punkt erreichen, an dem ein wirtschaftlicher Betrieb des ESS möglich ist.

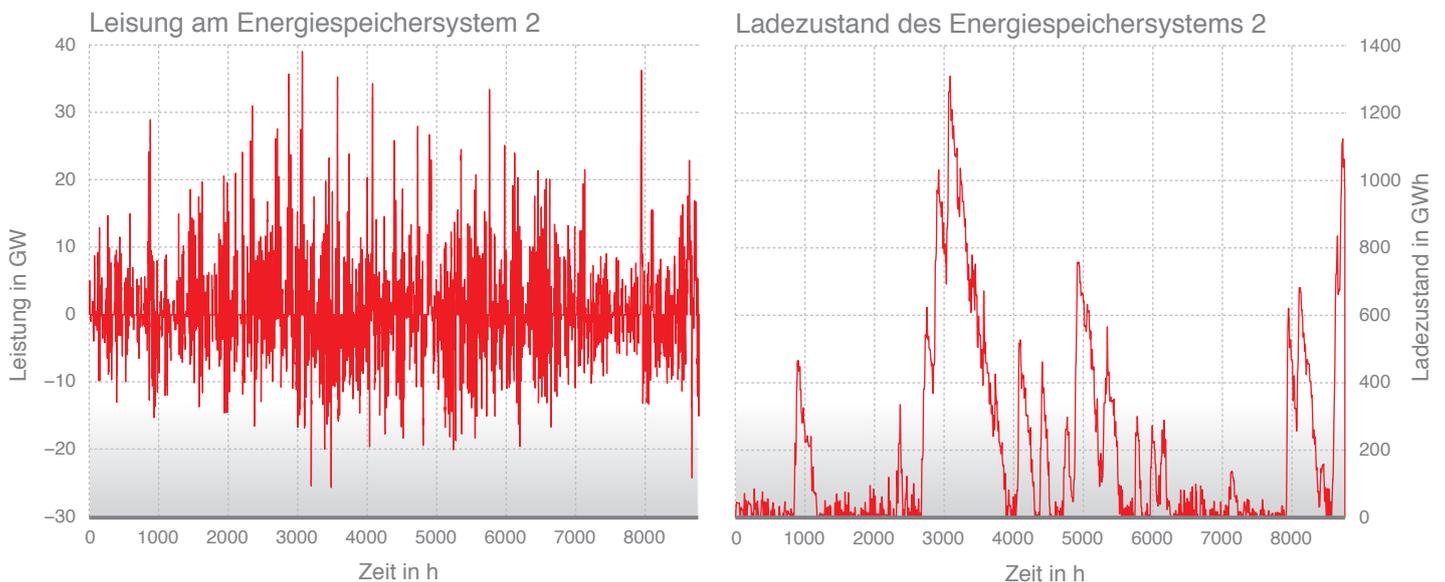


Abbildung 9:
Leistung und Kapazität von
Energiespeichersystem 2,
Scenario 80% A

Beim Blick auf die anderen beiden Szenarien ist festzustellen, dass die Speicherbedarfsspitze bei Szenario B höher ist als bei Szenario C, obwohl die Schwankungen in Szenario C insgesamt ausgeprägter sind. Dies liegt am sehr hohen Anteil der Windkraft im Dezember des untersuchten Jahres, was auch bei der benötigten Leistung in beiden Szenarien zu sehen ist. Am Ende der Zeitreihe ist die benötigte Ladeleistung bei Szenario C sehr niedrig, während sie sich bei Szenario B ständig auf einem hohen Stand befindet. Die höchste Spitze bei Szenario C zeigt sich wie bei Szenario A um Stunde 3000. Dies ergibt sich aus einer Kombination aus konstanter Einspeisung aus Windenergie und einer sehr hohen Menge an PV-Strom, der während eines langen sonnigen Zeitraums eingespeist wird. Die notwendige Leistung im Lademodus ist bei Szenario C um 24 GW höher als bei Szenario B (siehe Tabelle 6), was direkt aus der insgesamt höheren installierten EE-Leistung (siehe Tabelle 1) abgeleitet werden kann.

Szenario	Benötigte Leistung (Tech. 2) in GW			Benötigte Kapazität (Tech. 2) in GWh		
	Ladung	Entladung				
A	38,79	25,17		1,308		
B	31,85	25,74		1,534		
C	55,16	29,04		950		
	Kapazitätsfaktor					
	Tech. 1			Tech. 2		
	Laden	Entladen	Summe	Laden	Entladen	Summe
A	27,17 %	22,42 %	49,59 %	5,43 %	6,39 %	11,82 %
B	24,99 %	20,32 %	45,31 %	4,97 %	4,48 %	9,45 %
C	30,03 %	24,59 %	54,62 %	5,36 %	8,07 %	13,43 %

Tabelle 3
Überblick über die Ergebnisse, Szenarien 80% A bis C

4

Zusammenfassung

Um das ehrgeizige Ziel der Bundesregierung für erneuerbare Energien bis 2050 erreichen zu können, sind Energiespeichersysteme notwendig. 2020 wird der Speicherbedarf stark von der Flexibilität des Stromversorgungssystems und dem sich daraus ergebenden Anteil an erneuerbaren Energien abhängen. Ohne ein netztechnisches Minimum sind das in Deutschland bestehende PSW-System und seine geplante Ausweitung ausreichend, um fast alle Überschüsse aus erneuerbaren Energien zu integrieren. Bei einem netztechnischen Minimum von 10 GW ist die zurückgewiesene Energie hoch genug, um den wirtschaftlichen Betrieb einer zusätzlichen Energiespeicheranlage zu ermöglichen.

Die Simulationsergebnisse der Szenarien mit einem 80 %igen Anteil an erneuerbaren Energien am Nettostromverbrauch zeigen die Notwendigkeit zusätzlicher Energiespeicheranlagen. Wie groß die notwendige Lade- und Entladeleistung und die Speicherkapazität sein müssen, hängt stark von der installierten Erneuerbare-Energien-Technologie ab. Es besteht ein großer Unterschied zwischen den Szenarien, bei denen die Entwicklung der Windenergie Vorrang hat und denen, wo der Entwicklung der Photovoltaik der Vorzug gegeben wird. Die erforderliche Leistung ist bei einer stärkeren Entwicklung der PV höher, während bei einer bevorzugten Entwicklung der Windkraft die erforderliche Kapazität ansteigt.

Daher ist es wichtig, den optimalen Anteil der jeweiligen erneuerbaren Energie zu definieren, um die zusätzlich benötigten Energiespeichersysteme auf ein Minimum zu reduzieren. Darüber hinaus kann die Kombination der Elektrizitätssysteme verschiedener Länder viele Vorteile mit sich bringen. Wie Bericht D5.1 des stoRE Projekts für Österreich aufzeigt, ist die Kapazität des österreichischen PSW-Systems groß genug, um die Überschüsse, die in Deutschland durch erneuerbare Energien entstehen, aufzunehmen. Dies würde jedoch einen Ausbau der Übertragungskapazität sowie eine hohe Ausweitung der installierten Pump- und Turbinenleistung der österreichischen Pumpspeicheranlagen erforderlich machen.

Abkürzungsverzeichnis

EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare Energiegesetz
E_{Speicher}	Speicherkapazität
EU	Europäische Union
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
HDÜ	Hochspannungsdrehstromübertragung
HGÜ	Hochspannungsgleichstromübertragung
HSU	Helmut-Schmidt-Universität
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NREAP-DE	Nationale Aktionsplan 2010 für EE für Deutschland
P_{Pumpe}	Pumpleistung
PSW	Pumpspeicherkraftwerke
P_{Turbine}	Turbinenleistung
PV	Photovoltaik
TWh	Terawattstunde
ÜNB	Übertragungsnetzbetreiber
EES	Erneuerbare Energie-Systeme
PSW	Pumpspeicherkraftwerk
CAES	Druckluftspeicherkraftwerk



Dieser Bericht wurde im Rahmen des Projektes „Facilitating energy storage to allow high penetration of intermittent renewable energy“, kurz stoRE, verfasst. Dies sind die Logos der an diesem Projekt teilnehmenden Partner, über die weitere Informationen unter www.store-project.eu erhältlich sind.