

Facilitating energy storage  
to allow high penetration of intermittent  
Renewable Energies



# Abschätzung des zukünftigen Energiespeicherbedarfs in Österreich zur Integration variabler erneuerbarer Stromerzeugung



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

**Die Arbeit für diese Publikation wurde von der Energy Economics Group (EEG), Technische Universität Wien, koordiniert.**

<b>Autoren</b>	<b>Organisation</b>	<b>E-mail</b>
Karl Zach	EEG	zach@eeg.tuwien.ac.at
Hans Auer	EEG	auer@eeg.tuwien.ac.at
Georg Lettner	EEG	lettner@eeg.tuwien.ac.at
Thomas Weiß	HSU	thweiss@hsu-hh.de

Photo © Voith Hydro

Grafik Design: Guillaume Korompay, [www.korompay.at](http://www.korompay.at)

Finale Version, Juli 2013

*Die alleinige Verantwortung für den Inhalt dieser Publikation liegt bei den AutorInnen. Sie gibt nicht unbedingt die Meinung der Europäischen Union wieder. Weder die EACI noch die Europäische Kommission übernehmen Verantwortung für jegliche Verwendung der darin enthaltenen Informationen.*

# Inhalt

<b>1.</b> Einleitung .....	4
<b>2.</b> Das österreichische Stromerzeugungssystem .....	5
<b>2.1.</b> Status quo der Stromversorgung .....	5
<b>2.2.</b> Zukünftige Entwicklung der österreichischen Stromversorgung (2020–2050) .....	6
<b>3.</b> Untersuchung des zukünftigen Stromspeicherbedarfs in Österreich .....	8
<b>3.1.</b> Analysierte Szenarien für die Entwicklung erneuerbarer Energien .....	8
<b>3.2.</b> Methode der Modellierung .....	12
<b>3.3.</b> Simulationsergebnisse für Österreich .....	13
<b>3.4.</b> Simulationsergebnisse für das kombinierte System Österreich-Deutschland .....	16
<b>4.</b> Zusammenfassung .....	18
Literaturverzeichnis .....	19
Abkürzungsverzeichnis .....	19

# 1

## Einleitung

Im Zuge des europäischen Forschungsprojektes „stoRE“ wurde eine Abschätzung des zusätzlichen Stromspeicherbedarfs in Stromerzeugungssystemen mit einem hohen Anteil von variabler / ungesteuerter Stromerzeugung von erneuerbaren Energien (z.B. Wind-, Solarenergie etc.) für folgende Länder durchgeführt<sup>1</sup>: Dänemark, Deutschland, Griechenland, Irland, Österreich und Spanien. Die vorliegende Publikation fasst die wesentlichen Resultate der Analyse des österreichischen Elektrizitätssystems zusammen und gibt einen Überblick über den zukünftigen Bedarf an Stromspeicherinfrastrukturen, um eine hohe Durchdringung erneuerbarer Energien in der Stromversorgung zu ermöglichen und zu unterstützen<sup>2</sup>. Die Publikation ist wie folgt aufgebaut:

Kapitel 2 der Publikation fasst den Status quo der österreichischen Stromerzeugung zusammen. Des Weiteren erfolgt eine Zusammenstellung der Szenarien zur Entwicklung der österreichischen Stromversorgung bis zum Jahr 2020 und 2050.

Die Notwendigkeit neuer Stromspeicher und ihre Umsetzbarkeit werden mittels eines speziell entwickelten Berechnungsmodells untersucht. Die analysierten Szenarien, das verwendete Modell und die damit erhaltenen qualitativen und quantitativen Resultate für die zukünftige österreichische Stromversorgung sind in Kapitel 3 erörtert.

Wegen des hohen Potentials / installierten Kapazitäten von Pumpspeicherkraftwerken (PSW) in Österreich wurde auch eine Untersuchung des kombinierten Stromsystems Österreich-Deutschland im Jahr 2050 vorgenommen. Die Ergebnisse dieser Analyse befinden sich ebenfalls in Kapitel 3.

Die Zusammenfassung der Ergebnisse und Schlussfolgerungen in Kapitel 4 beschließen diese Publikation.

<sup>1</sup> Genauere Informationen befinden sich im Projektbericht „Deliverable D5.1“ des stoRE Projektes, verfügbar auf [www.stoRE-project.eu](http://www.stoRE-project.eu).

<sup>2</sup> Für genauere Information über die Rolle von großtechnischen Stromspeichern in zukünftigen Stromsystemen mit einem hohen Anteil erneuerbarer Energien siehe im Projektbericht Zach et al. (2012).

# 2

## Das österreichische Stromerzeugungssystem

### 2.1. Status quo der Stromversorgung

Die gesamte österreichische Stromerzeugung betrug im Jahr 2011 ungefähr 66 TWh mit einer Spitzenlast von 11,3 GW. Der Kraftwerkspark bestand 2011 aus 8,3 GW thermischen Kraftwerken (inklusive Biomasse und Biogas-Anlagen), 1,3 GW variabler erneuerbarer Energieerzeugung (Wind und Photovoltaik) und 13,2 GW an Wasserkraftwerken<sup>3</sup>. Insgesamt hatten erneuerbare Energien (EE) im Jahr 2011 einen Anteil von über 60% an der gesamten Stromerzeugung – Wasserkraft alleine hatte einen Anteil von 57%. Dies spiegelt die hohe Bedeutung von Wasserkraft als erneuerbarer Energieträger in Österreich wider.

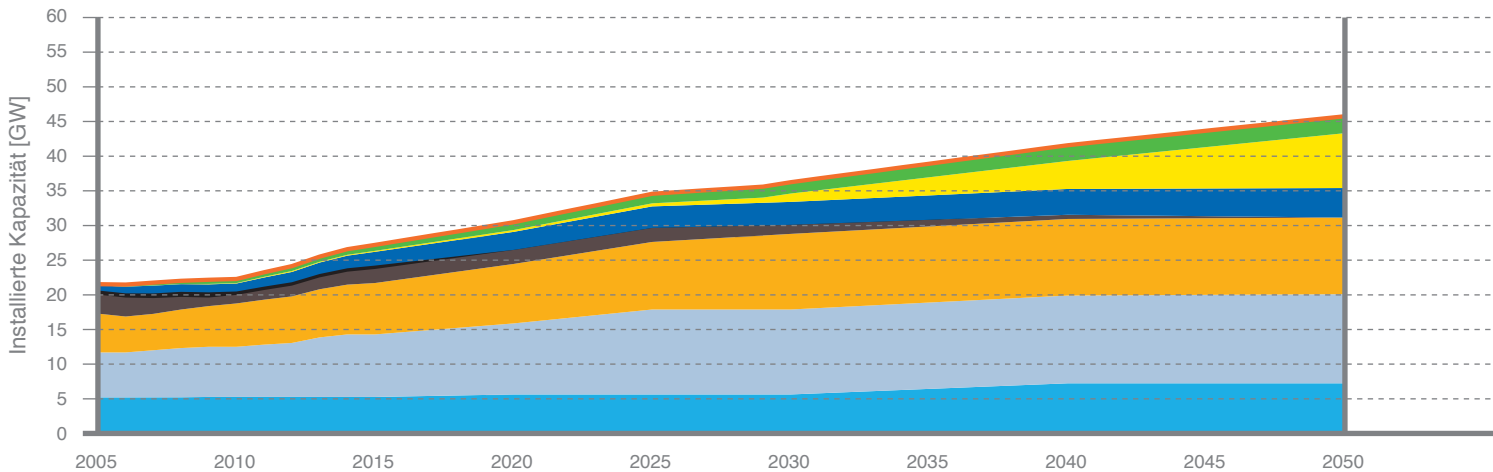
Bei der Nutzung der Wasserkraft ist zwischen Laufwasserkraftwerken (v.a. Grundlast) und (Pump-) Speicherkraftwerken zur Produktion von Spitzenstrom und Strom für Regelenergie zu unterscheiden. Begünstigt durch die geographischen Verhältnisse wurde in der Vergangenheit in Österreich eine sehr hohe installierte Leistung von ungefähr 7,8 GW an (Pump-) Speicherkraftwerken entwickelt – ungefähr die Hälfte dieser installierten Leistung sind PSW zugeordnet. In Kombination mit den ebenfalls hohen installierten Leistungen an Laufwasserkraftwerken stellen diese eine große Flexibilität für die Stromversorgung bereit – thermische Kraftwerke können teilweise ohne Einschränkung durch die Systemstabilität oder asynchrone Durchdringungslimits abgeschaltet werden. Bereits in den vergangenen Jahren gab es Perioden, in denen keine fossil-befeuerten Kraftwerke im Einsatz waren – die Last wurde vollkommen durch Wasserkraft und andere EE gedeckt.

Die gute Entwicklung von anderen EE in Österreich ist im Wesentlichen der politischen Unterstützung geschuldet. Durch das Ökostrom-Gesetz (erstmalig 2002, letzte Novellierung 2012<sup>4</sup>) und die dazu erlassenen Einspeisetarif-Verordnungen kam es in Österreich zu einem kräftigen Anstieg speziell bei Windenergie-, Biomasse- und Biogas-Anlagen.

<sup>3</sup> Quelle: E-Control (2012), Biermayr et al. (2012) und IG Windkraft (2012).

<sup>4</sup> Siehe OESG (2011).

## Österreich: Installierte Kapazitäten – „BAU“-Szenario bis 2050



## 2.2. Zukünftige Entwicklung der österreichischen Stromversorgung (2020–2050)

Obwohl Österreich bereits einen hohen Wasserkraftanteil in der Stromversorgung hat, könnte dieser unter Ausnutzung der residualen Potentiale für Klein- & Großwasserkraftwerke sowie PSW noch weiter erhöht werden. Speziell die Revitalisierung und Nachrüstung von bestehenden Anlagen hat ein enormes Potential. Der Nationale Aktionsplan 2010 für EE für Österreich (NREAP-AT)<sup>5</sup> sieht jedoch bis 2020 nur einen Anstieg der installierten Leistung bei Laufwasserkraftwerken vor – die installierte Leistung bei PSW von 2010 bis 2020 bleibt konstant.

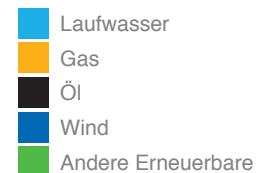
Begünstigt durch die natürlichen Raumverhältnisse ist die Windkraft vor allem im Osten des Landes bereits sehr hoch ausgebaut. Dennoch ist im NREAP-AT mehr als eine Verdopplung der bestehenden installierten Leistung bis 2020 vorgesehen – von dem jetzigen ca. 1 GW auf 2,5 GW in 2020. Dieses Ausbauziel wurde jedoch mittlerweile durch das Ökostromgesetz – Novelle 2012, BGBl I Nr. 75/2011 auf nunmehr zusätzliche 2 GW bis zum Jahr 2020 angepasst.

Photovoltaik (PV) wird bis zum Jahr 2020 nur eine untergeordnete Rolle in der österreichischen Stromversorgung spielen. Auch die PV-Ausbauziele des NREAP-AT bis 2020 wurden durch die letzte Novellierung des Ökostromgesetzes 2012 verändert – das PV-Ausbauziel wurde von 322 MW auf zusätzliche 1,2 GW bis 2020 erhöht. Dies spiegelt sowohl die hohe politische Unterstützung für PV als auch die gute technologische und kostenmäßige Entwicklung der PV in den letzten Jahren wider.

Für die weitere Entwicklung der österreichischen Stromversorgung bis zum Jahr 2050 wurden von der Energy Economics Group (EEG) der TU Wien zwei verschiedene Szenarien erarbeitet. Der Ausbau der EE bis zum Jahr 2030 basiert auf den Ergebnissen des Simulationsmodells Green-X<sup>6</sup>, der weitere Ausbau der EE bis 2050 wurde auf Grundlage der residualen Potentiale und Trends fortgeschrieben.

**Abbildung 1:**

Entwicklung der installierten Kraftwerkskapazitäten in Österreich bis 2050 im BAU Szenario (Quelle: EEG)

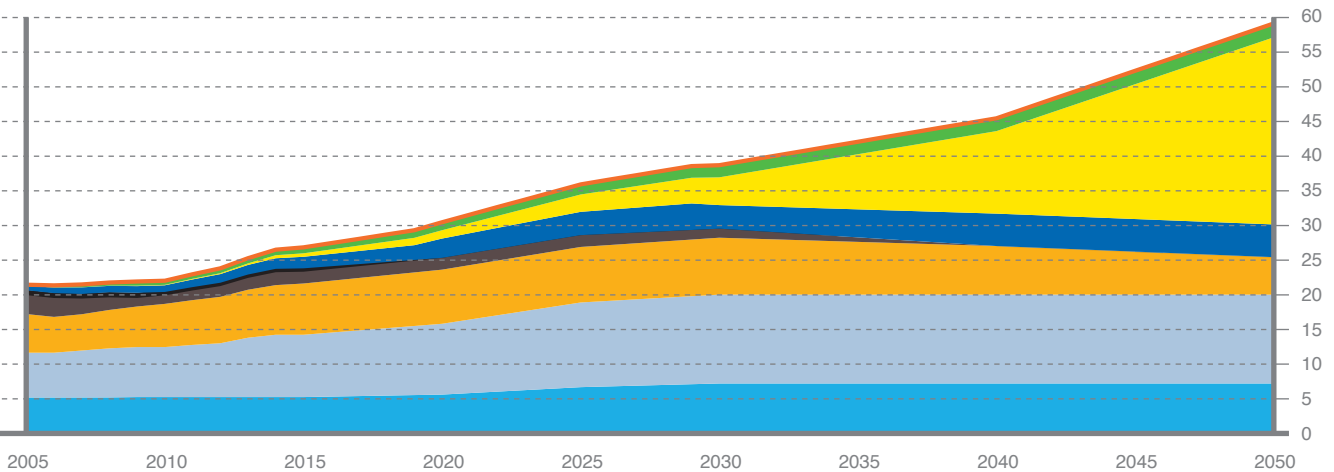


<sup>5</sup> Siehe Karner et al. (2010).

<sup>6</sup> Verwendet und erweitert in vielen europäischen Forschungsprojekten innerhalb der letzten 10 Jahre (z.B. unlängst: „RE-Shaping“ [www.reshaping-res-policy.eu](http://www.reshaping-res-policy.eu)). Siehe [www.green-x.at](http://www.green-x.at) und Huber et al. (2004) für mehr Details.

<sup>7</sup> Basierend auf PLATTS (2010) und ENTSO-E (2010).

## Österreich: Installierte Kapazitäten – „GREEN“-Szenario bis 2050



### Abbildung 2:

Entwicklung der installierten Kraftwerkskapazitäten in Österreich bis 2050 im GREEN Szenario (Quelle: EEG)



Beim konventionellen Kraftwerkspark wurde der kurzfristig gesicherte Zubau bis zum Jahr 2015 (bereits geplante, genehmigte oder bereits in Bau befindliche Kraftwerksprojekte)<sup>7</sup> berücksichtigt – die weitere Entwicklung des konventionellen Kraftwerksparks bis zum Jahr 2050 wurde entsprechend der nationalen energiepolitischen Strategie bzw. der vorhandenen Primärenergieoptionen abgeschätzt.

Zwei unterschiedliche Szenarien wurden entwickelt, ein „Business-As-Usual“ (BAU)-Szenario und ein „GREEN“-Szenario, die sich sowohl durch die installierten Kraftwerkskapazitäten als auch durch die zukünftige Entwicklung des Stromverbrauchs unterscheiden. Im BAU-Szenario werden zukünftig keine großen Änderungen in der Kraftwerksparkstruktur erwartet und es wurde angenommen, dass die EU 20/20/20-Ziele frühestens im Jahr 2030 erreicht werden. Die installierten Leistungen der Wind- und Biomasseanlagen wird bis zum Jahr 2030 ca. um das Dreifache gesteigert – PV-Anlagen spielen mit ca. 0,8 GW im Jahr 2030 jedoch keine große Rolle (siehe Abbildung 1).

Im GREEN-Szenario wird der Ausbau der EE in Österreich weiterhin forciert und die EU 20/20/20-Ziele werden im Jahr 2020 erreicht – der Ausbau der EE bis zum Jahr 2020 erfolgt annähernd dem NREAP-AT und den nationalen Zielen entsprechend (siehe Abbildung 2). Durch einen geringeren Stromverbrauchsanstieg im GREEN-Szenario ist nur ein moderater Ausbau der fossilen thermischen Kraftwerke notwendig – vor allem der höhere Anteil an Erzeugung durch Wasserkraft ist dafür verantwortlich. Wind- und Biomassekapazitäten sind durch die Erreichung des ausbauwürdigen Potentials ähnlich dem BAU-Szenario. Die installierte PV-Leistung ist jedoch doppelt so hoch wie im BAU-Szenario und kommt auf ca. 1,6 GW im Jahr 2030.

Spätestens ab dem Jahr 2030 ist in beiden Szenarien mit einer stärkeren Marktdurchdringung der PV zu rechnen, die bis zum Jahr 2050 zu einer sehr hohen installierten Kraftwerksleistung vor allem im GREEN-Szenario führt. Des Weiteren kommt es in beiden Szenarien bis spätestens 2050 zu einem kompletten Auslaufen der Kohlekraftwerke in Österreich.

Die Wasserkraft wird in beiden Szenarien gleichmäßig auf etwa 20 GW bis 2050 ausgebaut. Die hohe (Pump-) Speicherkraftwerkskapazität spielt im zukünftigen österreichischen Energiesystem und in der Wechselwirkung mit den Nachbarländern in beiden Szenarien eine wichtige Rolle.

# 3

## Untersuchung des zukünftigen Stromspeicherbedarfs in Österreich

### 3.1. Analytierte Szenarien für die Entwicklung erneuerbarer Energien

Der zukünftige Stromspeicherbedarf in Österreich wurde für zwei verschiedene Jahre untersucht: 2020 und 2050. Tabelle 1 zeigt die Übersicht der Szenarien im Jahr 2020 und 2050. Für das Jahr 2020 wurden drei verschiedene EE-Ausbauszenarien analysiert – der angestrebte EE-Ausbau gemäß dem NREAP-AT (Szenario A) sowie der EE-Ausbau gemäß dem BAU- und GREEN-Szenario der EEG (Szenarien B und C). Die 2020 Szenarien A bis C unterscheiden sich kaum in den installierten Windkapazitäten, das GREEN-Szenario C weist jedoch eine deutlich höhere PV-Kapazität auf. Des Weiteren weisen die Szenarien B und C eine höhere PSW-Kapazität als der NREAP-AT auf.

[MW]	2011	2020 Szenarien			2050 Szenarien	
		A	B	C	B	C
Wind	1.084	2.578	2.589	2.780	4.240	4.710
PV	187	322	264	1.200	7.880	26.960
<b>Wasserkraft</b>						
<b>Laufwasserkraft</b>	5.215	5.400		5.600		7.200
<b>Speicher</b>	3.550	3.597		3.600		3.600
<b>PSW</b>	4.215	4.285		6.600		9.200
<b>Kleinwasserkraft</b>	221	221		221		250
<b>Andere EE</b>	72	1.115	1.100	1.150	2.430	2.000
<b>Jährliche Spitzenlast</b>	11,3	12,8	14,9	12,4	20,7	13,6
<b>Stromverbrauch [TWh]</b>	68,8	77,5	90,9	75,6	126	83
<b>EE-Erzeugung [TWh]</b>	39,81	52,4	54,8	56	75	94
<b>EE-Anteil<sup>8</sup></b>	60,60%	67,6%	60,30%	74,10%	~60%	~110%

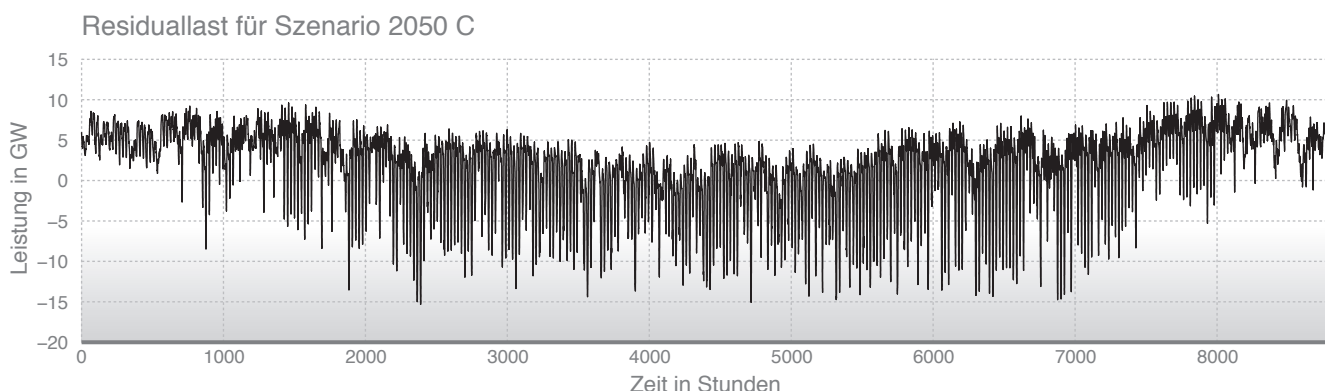
**Tabelle 1:**  
Übersicht der Szenarienan-  
nahmen für Österreich im  
Jahr 2020 und 2050

<sup>8</sup> EE-Anteil bezogen auf den Netto-Stromverbrauch.

Für das Jahr 2050 wurden nur zwei verschiedene Szenarien untersucht, GREEN und BAU, da es für dieses Jahr noch keine konkreten EE-Ausbauziele gibt. Zwischen den beiden Szenarien kann ein großer Unterschied bezüglich der installierten PV-Kapazität beobachtet werden. Im GREEN-Szenario C ist im Jahr 2050 eine installierte Kapazität von 27 GW vorgesehen, was etwa dem Doppelten der erwarteten Spitzenlast in diesem Szenario entspricht.

In allen Szenarien erhöhen sich der Stromverbrauch und die Spitzenlast kontinuierlich bis 2020 und 2050. Durch Effizienzsteigerungen in vielen Bereichen des Stromverbrauchs erhöhen sich beide Werte im GREEN-Szenario C jedoch nur gering im Vergleich zum BAU-Szenario B. Aufgrund des starken Anstiegs des Stromverbrauchs verringert sich der EE-Anteil im BAU-Szenario trotz Anstiegs des EE-Ausbaus. Andererseits ist die EE-Erzeugung im GREEN-Szenario höher als der erwartete Stromverbrauch im Jahr 2050 – Österreich wird ein Netto-Exporteur von EE.

Als ersten von zwei Schritten in der Analyse des zukünftigen Stromspeicherbedarfs wurde die Residuallastkurve von Österreich für die unterschiedlichen Szenarien erstellt und untersucht. Für die Ableitung des Verlaufs der zukünftigen Residuallast wurden reale stündliche EE-Einspeise- und Verbrauchs-Daten aus dem Jahr 2011<sup>9</sup> entsprechend den Szenarienannahmen hochskaliert. Die Residuallast wurde definiert als der Stromverbrauch minus der Einspeisung variabler EE, d.h. die Erzeugung von Wind-, PV-Anlagen und Laufwasserkraftwerken (ohne PSW). Als Beispiel ist in der Abbildung 3 die Residuallastkurve von Österreich im Jahr 2050 für Szenario C gezeigt.



**Abbildung 3:**

Residuallast von Österreich,  
2050-Szenario C  
(Quelle: HSU)

<sup>9</sup> Daten von E-Control und APG.

Es ist deutlich zu erkennen, dass die Residuallastkurve v.a. im Sommer bei hoher PV-Einspeisung negativ wird. Eine negative Residuallast bedeutet, dass ein Überschuss an erzeugter EE im System vorhanden ist – die EE-Einspeisung übertrifft den Stromverbrauch zu diesen Zeitpunkten. Dieser Überschuss kann entweder durch Abregelung der EE-Anlage zurückgewiesen, in Nachbarländer exportiert oder in Stromspeichern gespeichert werden. Die Abregelung und der Export von EE-Einspeisung sind für die weitere Analyse jedoch keine Option.

Tabelle 2 zeigt die Ergebnisse der Residuallastanalyse für alle Szenarien – die maximal zurückgewiesene Leistung und Energie ohne Stromspeicher<sup>10</sup>. Es ist klar ersichtlich, dass die zurückgewiesene Leistung und Energie aufgrund der hohen EE-Einspeisung im GREEN-Szenario C immer am höchsten ist. Im Jahr 2050 beträgt die maximal zurückgewiesene Leistung annähernd die Spitzenlast und die zurückgewiesene Energie ungefähr 10% der gesamten EE-Erzeugung. Durch den höheren Stromverbrauchsanstieg und geringere EE-Erzeugung ergibt sich im BAU-Szenario 2050 keine negative Residuallast (max. zurückgewiesene Leistung und Energie sind gleich Null in Tabelle 2).

Szenario	Max. zurückgewiesene Leistung [MW]	Zurückgewiesene Energie [GWh]
2020 A	898,73	3,56
2020 B	134,35	0,19
2020 C	1.340,90	11,91
2050 B	0	0
2050 C	12.185,30	7.694,20

**Tabelle 2:**  
Übersicht der Resultate der Analyse der österreichischen Residuallast

Wegen des hohen Potentials / installierten Kapazitäten von PSW in Österreich wurde auch eine Untersuchung des kombinierten / gekoppelten Stromsystems Österreich-Deutschland im Jahr 2050 vorgenommen. Da Deutschland nach 2020 einen hohen Bedarf an zusätzlichen Stromspeichern haben wird (vgl. „D5.1 – Germany“)<sup>1</sup> und Österreichs PSW auch jetzt schon zur Regelung des deutschen Stromsystems beitragen, wurde diese Analyse ebenfalls durchgeführt. Für die Untersuchung des kombinierten Stromversorgungssystems AT-DE wurde angenommen, dass zukünftig keine Engpässe im Übertragungsnetz zwischen beiden Ländern auftreten – die benötigte Pump- bzw. erzeugte Turbinenleistung kann problemlos importiert bzw. exportiert werden.

<sup>10</sup>D.h. die negative Residuallast.

Tabelle 3 zeigt eine Übersicht der Szenarienannahmen für das kombinierte System AT-DE im Jahr 2050. Für die Analyse von AT-DE wurde nur das österreichische GREEN-Szenario C verwendet und mit den deutschen Szenarien A und B kombiniert. Beide Szenarien für Deutschland weisen dieselbe Summe an EE-Erzeugung auf; jedoch mit unterschiedlichem Technologie-Fokus – in Szenario A wird v.a. Windenergie und in Szenario B PV ausgebaut.

**Tabelle 3:**

Übersicht der Szenarienannahmen für Österreich-Deutschland im Jahr 2050

[MW]	Deutschland		Österreich	Total AT-DE	
	A	B	C	AC	BC
<b>Wind (onshore)</b>	63.000	55.000	4.710	67.710	59.710
<b>Wind (offshore)</b>	30.000	21.000	0	30.000	21.000
<b>PV</b>	45.000	100.000	26.960	71.960	126.960
<b>Wasserkraft</b>					
<b>Laufwasserkraft</b>		5.700	7.200		12.900
<b>Speicher</b>		0	3.600		3.600
<b>PSW</b>		8.000	9.200		17.200
<b>Kleinwasserkraft</b>		0	250		250
<b>Andere EE</b>		5.000	2.000		7.000
<b>Jährliche Spitzenlast</b>		79,1	13,6		92,5
<b>Stromverbrauch [TWh]</b>		~500	83		~583
<b>EE-Erzeugung [TWh]</b>		~400	94		~494

Die maximal zurückgewiesene Leistung und Energie ohne Stromspeicher für beide Szenarien AT-DE sind in Tabelle 4 eingetragen. Man sieht einen deutlichen Unterschied zwischen den Szenarien – die zurückgewiesene Leistung und Energie im Szenario BC (PV) ist fast doppelt so hoch wie im Szenario AC (Wind). Der Grund dafür liegt in den niedrigeren jährlichen Volllaststunden und der hohen Gleichzeitigkeit der PV – um den gleichen EE-Anteil in der Stromversorgung zu erreichen, werden höhere installierte Kapazitäten benötigt, die konsequenterweise auch zu höheren Leistungs-Überschüssen an (z.B.) sonnigen Tagen führen.

**Tabelle 4:**

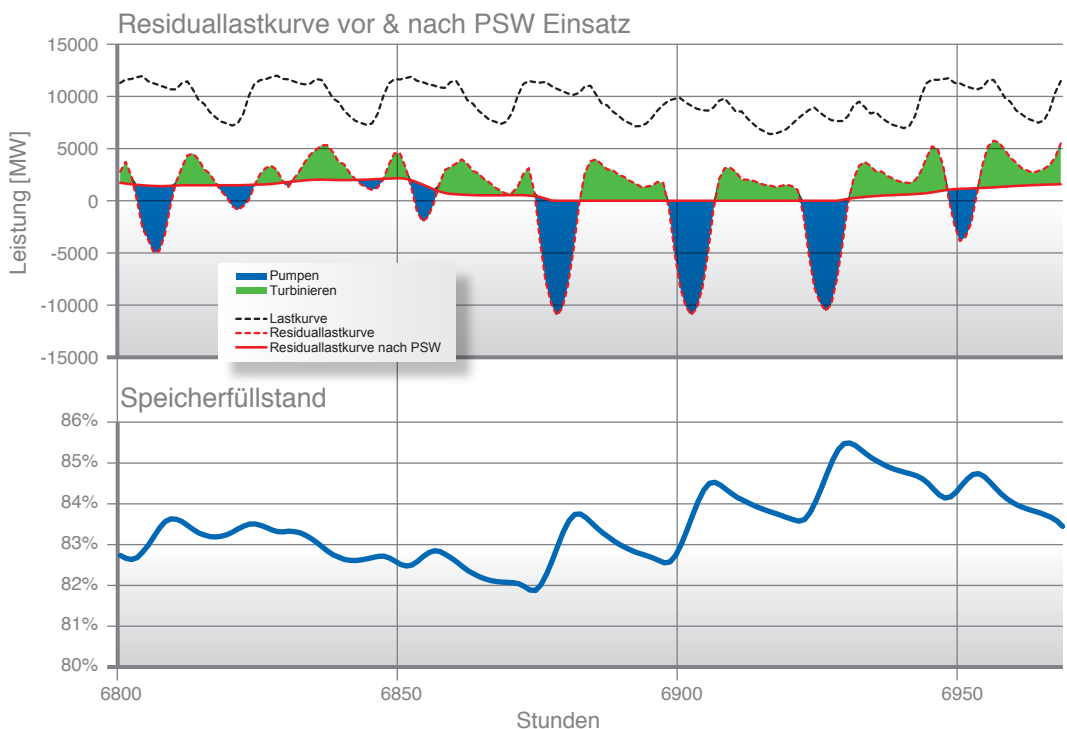
Übersicht der Resultate der Analyse der Residuallast AT-DE im Jahr 2050

2050 Szenario	Max. zurückgewiesene Leistung [GW]	Zurückgewiesene Energie [TWh]
<b>AC</b>	43,07	11,34
<b>BC</b>	70,54	24,96

### 3.2. Methode der Modellierung

Im zweiten Schritt der Analyse erfolgt die eigentliche Berechnung des Stromspeicherbedarfs, wofür die Helmut-Schmidt-Universität (HSU) einen Berechnungsalgorithmus entwickelt hat. Der Stromspeicherbedarf wird in dieser Optimierung aus Systemsicht berechnet, d.h. der Zweck von Stromspeichern ist die maximale Integration überschüssiger EE-Einspeisung ohne Berücksichtigung sich einstellender Spotmarktpreise.

Das Ziel des Algorithmus ist es, so wenig Leistung und Speicherkapazität der Stromspeicher wie möglich zu benutzen, um alle EE-Überschüsse zu integrieren / speichern. Im Prinzip verfolgt der Algorithmus eine Verringerung der residualen Spitzenlast (turbinieren – grüne Flächen in Abbildung 4) und eine Erhöhung in der residualen Last in Zeiten hoher EE-Einspeisung (durch speichern / pumpen – blaue Flächen in Abbildung 4) zu erreichen. Zur Minimierung des Speicherbedarfs wurde eine intelligente Betriebsstrategie implementiert. Wenn ein hoher EE-Überschuss in der Stromversorgung erwartet wird, plant der Stromspeicher seinen Betrieb 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.



**Abbildung 4:** Glättung der Residuallastkurve durch PSW-Betrieb (oben) und entsprechende Änderungen des Speicherfüllstandes durch PSW-Betrieb (unten) (Quelle: EEG / HSU)

Um den zusätzlichen Stromspeicherbedarf abzuschätzen, wurde eine weitere Speichertechnologie zusätzlich zu den bereits bestehenden Stromspeichern eingeführt. Diese Technologie hat unlimitierte Speicherkapazität und Leistung und kann so den EE-Überschuss, der nicht mehr in den bereits existierenden Stromspeichern aufgenommen werden kann, integrieren. Die wirklich verwendete Leistung und Kapazität dieser Speichertechnologie ist ein Indikator für den zusätzlichen Stromspeicherbedarf.

### 3.3 Simulationsergebnisse für Österreich

Für alle Simulationen wurde die Speicherkapazität der österreichischen PSW auf 2 TWh<sup>11</sup> gesetzt, die installierte Leistung variiert in den verschiedenen Szenarien laut Tabelle 1<sup>12</sup>. Die Ergebnisse der Simulation der 2020 Szenarien sind in Tabelle 5 gezeigt. In allen 2020 Szenarien wird die Speicherkapazität nur sehr geringfügig genutzt – der maximale Füllstand beträgt nur 2% (ca. 40 GWh) vom Speichermaximum. Auch die installierte Leistung von 4,29 GW im Szenario A bzw. 6,6 GW in den Szenarien B und C wird nicht zur Gänze benötigt, um den EE-Überschuss zu integrieren. Die maximale Leistung beim Laden (Speichern / Pumpen) bzw. beim Entladen (Erzeugen / Turbinieren) übersteigt 4 GW nicht. Das zeigt, dass die PSW ausreichen, um die Erzeugung aus EE im Jahr 2020 voll ins österreichische Stromnetz zu integrieren. Die nicht benötigten PSW-Kapazitäten können dazu benutzt werden, um die Stromversorgung von Nachbarländern auszugleichen bzw. an anderen Märkten teilzunehmen.

2020 Szenarien	Speicherung [GWh]	Erzeugung [GWh]	Kapazitätsfaktoren <sup>13</sup>			Max. verwendete Leistung [GW]	
			Laden	Entladen	Total	Laden	Entladen
A	4.369,80	3.599,27	11,63 %	9,58 %	21,21 %	3,37	3,36
B	5.205,88	4.219,82	9,00 %	7,30 %	16,30 %	3,85	3,26
C	4.049,14	3.280,65	7,00 %	5,67 %	12,68 %	3,31	2,77

**Tabelle 5:**  
Übersicht der Ergebnisse  
der 2020-Szenarien

Als praktische Regel kann angenommen werden, dass PSW mit einem Kapazitätsfaktor größer als 25% wirtschaftlich darstellbar sind. In allen drei 2020-Szenarien ist der Kapazitätsfaktor der PSW aber kleiner als 25% bei Betrieb der PSW in Österreich allein – durch Beteiligung der PSW an (benachbarten) Stromsystemen (siehe Kapitel 3.4) oder durch höhere Residuallastglättung (siehe 2050-Szenario B weiter unten) können die Kapazitätsfaktoren jedoch erhöht werden. Wie bereits zuvor erwähnt, wurden die zukünftige Strompreisentwicklung sowie veränderte Marktrahmenbedingungen nicht in der Simulation berücksichtigt.

Trotz vollständiger Integration EE-Einspeisung wurde auch im 2050-Szenario B (BAU) die Speicherkapazität sowie die Leistung der österreichischen PSW nur sehr gering ausgenutzt. Um mehr Speicherkapazität zu verwenden, wurden drei verschiedene Betriebsstrategien implementiert und ausgewertet. Die erste Strategie ist die Ausregelung der Residuallast in einem Ein-Tages-Rhythmus, d.h. die PSW versuchen die Speicher innerhalb von 24 Std. zu füllen und wieder zu entleeren. Diese Strategie führt jedoch nur zu einer maximal genutzten Speicherkapazität von 1,5% der verfügbaren 2 TWh (vgl. Tabelle 6). Die installierte Pump- und Turbinenleistung von 9,2 GW wird ebenfalls nicht voll ausgenutzt.

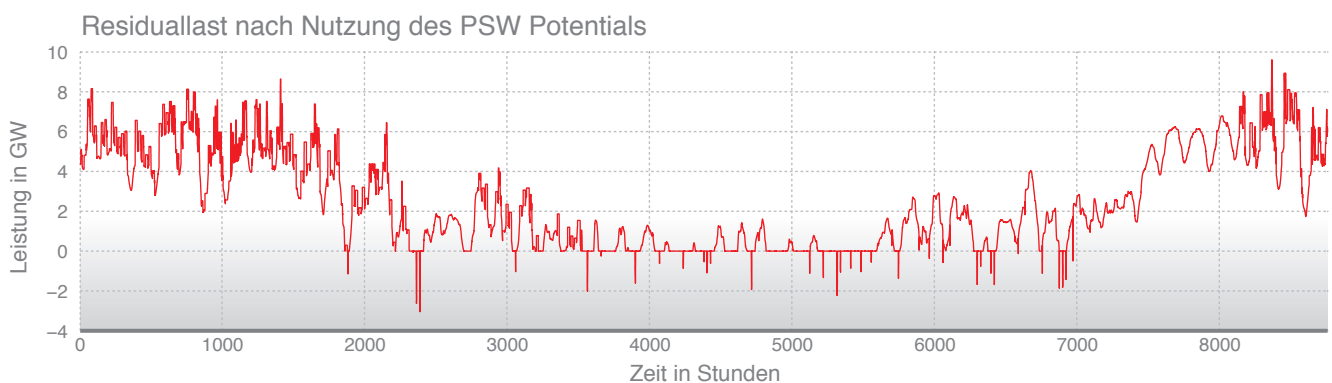
<sup>11</sup> Die maximale Speicherkapazität aller österr. (Pump-)Speicherkraftwerke beträgt derzeit ca. 3 TWh (E-Control, 2012) – für PSW allein liegen keine Daten vor. Es wurde angenommen, dass die Mehrheit der PSW-Neuinstallationen Erweiterungen / Aufrüstungen von bestehenden Anlagen sind und deshalb zukünftig keine bzw. eine vernachlässigbare Erhöhung der Speicherkapazität erfolgt.

<sup>12</sup> Für die Simulation wurden folgende Vereinfachungen gemacht: Alle PSW sind in einem großen PSW mit der Summen-Leistung und -Speicherkapazität zusammengefasst, Unter- und Oberbecken sind gleich groß und es gibt keinen natürlichen Zufluss in den Speichern.

<sup>13</sup> Z.B. Berechnung des Lade-Kapazitätsfaktors: Gespeicherte Energie dividiert durch max. Ladeleistung und 8.760 Std.

Für die zweite Betriebsstrategie wurde die Ausregelzeit auf 48 Std. erhöht, was zu einer Ausnutzung von 2/3 der installierten Leistung führt. Die maximal genutzte Speicherkapazität erhöht sich ebenfalls, bleibt jedoch auf geringem Niveau (ca. 3%). In der letzten Strategie wurde der Lade- / Entladezyklus auf 200 Std. gesetzt. Obwohl dadurch ein Ausgleich der Residuallast über eine Periode von beinahe acht Tagen ermöglicht wird, wird die maximal verfügbare Leistung nicht abgerufen. Der Speicherstand beträgt maximal 200 GWh – nur 10% des gesamten Potentials. Trotz Erhöhung der Ausregelzeit ist bei allen Betriebsstrategien im 2050-Szenario B der Kapazitätsfaktor der PSW unterhalb von 20% – eine wirtschaftliche Darstellbarkeit scheint wie in den 2020-Szenarien nicht gegeben zu sein, die installierte PSW-Leistung von 9,2 GW ist für den Einsatz in Österreich alleine im 2050-Szenario B (BAU) überdimensioniert.

Anders im 2050-Szenario C (GREEN): Aufgrund der sehr hohen installierten PV-Leistungen stoßen die österreichischen PSW hier zum ersten Mal an ihre (Leistungs-)Grenzen – die Residuallast nach Einsatz der PSW weist immer noch negative Spitzen auf, die einen Überschuss an EE-Einspeisung darstellen (siehe Abbildung 5). Diese Überschüsse treten nur in der Zeitspanne zwischen Frühling und Herbst auf und sind bedingt durch die starke PV-Einspeisung. Die maximale Leistung der PSW wird nur im Pumpbetrieb erreicht, weshalb jedoch nicht mehr EE-Einspeisung gespeichert werden kann. Der Speicherstand erreicht nun ein Niveau von 80% und weist eine klare saisonale Ausnutzung auf – der Speicher wird im Sommer gefüllt (hohe EE-Einspeisung) und im Winter wieder entladen. Der Kapazitätsfaktor der PSW im 2050-Szenario C ist im Vergleich zum 2050-Szenario B erhöht und erreicht ca. 23%.



Um die gesamte EE-Erzeugung in das Stromnetz zu integrieren, wurde in einem nächsten Schritt der Analyse des 2050-Szenarios C die Pumpleistung der PSW als unbeschränkt angenommen. Wie in Abbildung 6 gesehen werden kann, weist die Residuallast nun keine negativen Werte mehr auf, d.h. es gibt keinen EE-Überschuss im System mehr. Die genutzte Lade- / Entladeleistung sowie der Speicherfüllstand der PSW in Abhängigkeit von der Zeit sind in Abbildung 7 gezeigt. Die maximal benötigte Pumpleistung beträgt 12,18 GW und der maximale Speicherstand erreicht 80%. Wieder weist der Ladezustand der PSW einen klaren saisonalen Charakter auf und die hohe Kapazität wird nur im Sommer zum Speichern des PV-Überschusses benötigt. Während der restlichen Zeit des Jahres wird der Speicher nur sehr gering gefüllt und die PSW werden nur

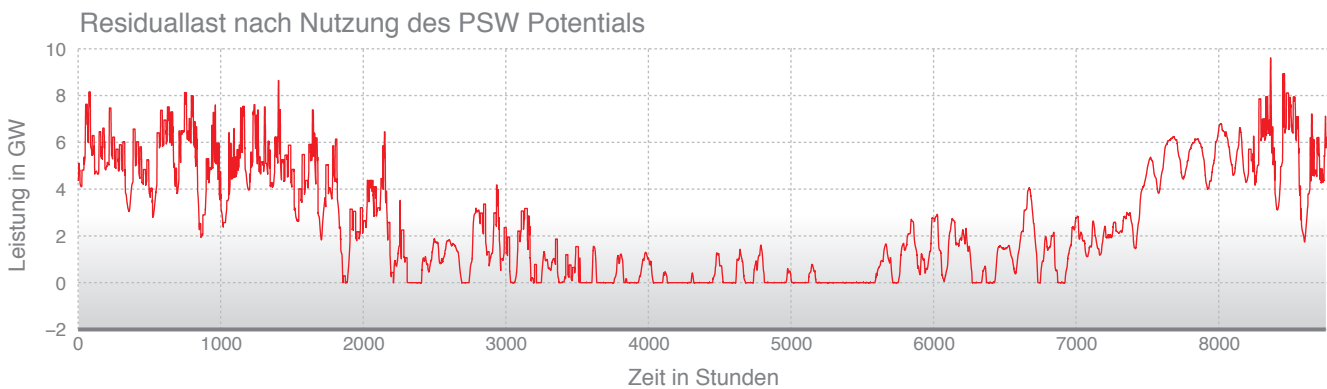
**Abbildung 5**  
Residuallast nach Einsatz der PSW im 2050-Szenario C (Quelle: HSU)

zur Residuallastglättung verwendet. Der Kapazitätsfaktor der PSW fällt jedoch durch die Erhöhung der Pumpleistung (um 3 GW auf insgesamt 12,2 GW) auf etwa 20% ab und es werden weiterhin nur maximal 6 GW an Turbinenleistung abgerufen.

**Abbildung 6:**

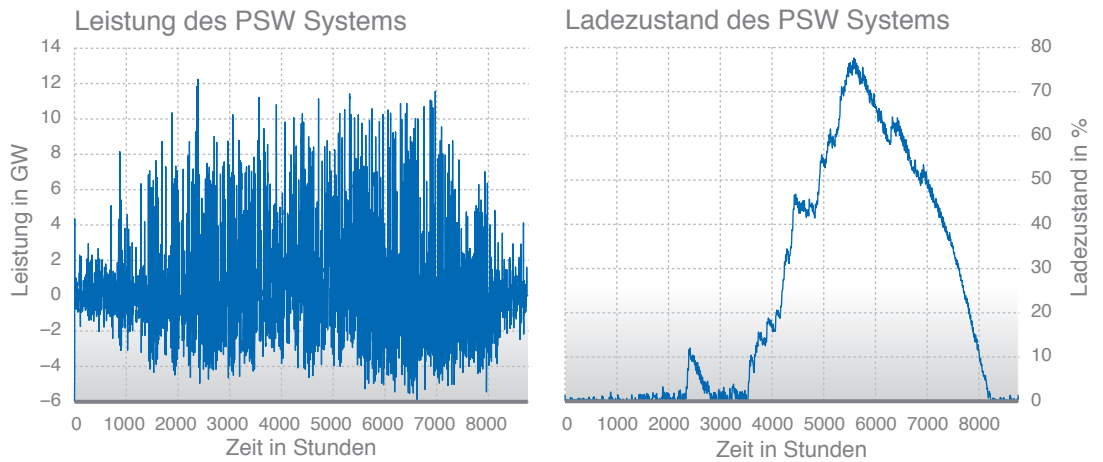
Residuallast nach Einsatz der erweiterten PSW im 2050-Szenario C (Quelle: HSU)

Alle Ergebnisse der 2050 Szenarien für Österreich sind in Tabelle 6 zusammengefasst.



**Abbildung 7:**

Lade- / Entladeleistung (links) und Ladezustand (rechts) der erweiterten PSW, 2050-Szenario C (Quelle: HSU)



**Tabelle 6:**

Übersicht der Ergebnisse der 2050-Szenarien

2050 Szenarien		Speicherung [GWh]	Erzeugung [GWh]	Kapazitätsfaktoren			Max. verwendete Leistung [GW]	
				Laden	Entladen	Total	Laden	Entladen
B	24 Std.	5.539,32	4.499,02	6,87%	5,58%	12,46%	4,96	3,14
	48 Std.	6.088,11	5.135,19	7,55%	6,37%	13,93%	5,15	4,52
	200 Std.	8.364,93	6.720,35	10,38%	8,34%	18,72%	6,67	5,49
C	Existierende PSW	10.204,47	8.281,92	12,66%	10,28%	22,94%	9,20	6,00
	Leistungs-Erweiterung	10.300,68	8.359,85	9,65%	10,37%	20,03%	12,18	6,00

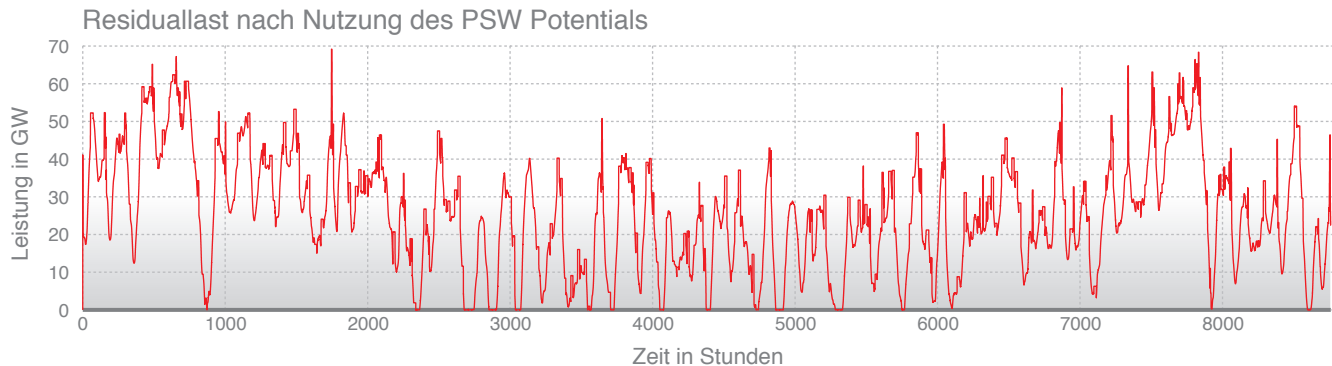
### 3.4 Simulationsergebnisse für das kombinierte System Österreich-Deutschland

Wie bereits bei der Analyse des österreichischen Stromsystems hervorgehoben wurde, steht noch ein hohes ungenutztes PSW-Potential in Österreich zur Verfügung. Deshalb wurde in einem nächsten Schritt untersucht, in wieweit die österreichischen PSW dazu beitragen können, auch den deutschen EE-Überschuss ins Stromsystem zu integrieren.

In allen untersuchten AT-DE-Szenarien ist die Speicherkapazität der österreichischen PSW von 2 TWh groß genug, um alle EE-Überschüsse zu speichern (vgl.  $E_{\text{Speicher}}$  in Tabelle 7) – die installierte Pump- und Turbinenleistung der PSW ist jedoch zu gering. Deshalb wurde eine unbeschränkte Leistungserweiterung (für Pump- und Turbinenleistung) der österreichischen PSW simuliert, um die zusätzlich benötigte Leistung für eine vollständige Integration aller EE-Überschüsse beider Länder zu erhalten. Die Szenarien mit unbeschränkter Leistungserweiterung / voller EE-Integration werden im folgenden  $AC_{\text{voll}}$  und  $BC_{\text{voll}}$  genannt.

Abbildung 8 zeigt den zeitlichen Verlauf der Residuallast nach Einsatz der erweiterten österreichischen und deutschen PSW im 2050-Szenario  $BC_{\text{voll}}$ . Man sieht, dass die Residuallast durch Erweiterung der Pump- und Turbinenleistung der PSW nicht mehr negativ wird und deshalb kein EE-Überschuss mehr vorhanden ist.

**Abbildung 8**  
Residuallast des kombinierten Systems AT-DE nach Einsatz der erweiterten PSW im 2050-Szenario  $BC_{\text{voll}}$  (Quelle: HSU)



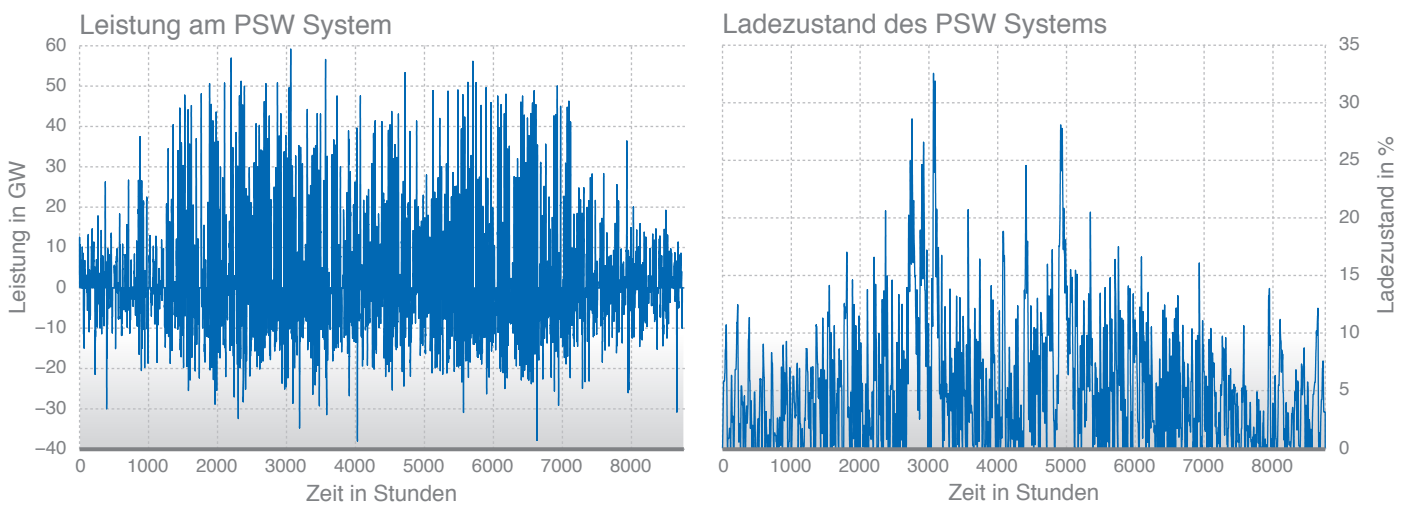
Den zeitlichen Verlauf der eingesetzten Leistung im Pump- (positive Werte) und Turbinenbetrieb (negative Werte) sowie der benötigten Speicherkapazität sind in Abbildung 9 gezeigt. Insgesamt übersteigt die benötigte Leistung zur vollständigen EE-Integration die installierte Leistung der österreichischen PSW um 42 GW im Pump- und 20 GW im Turbinenbetrieb (vgl.  $P_{\text{Pumpe}}$  und  $P_{\text{Turbine}}$  in Tabelle 7). Die maximal benutzte Speicherkapazität beträgt dennoch nur weniger als 35%.

Die Ergebnisse der Analyse der AT-DE-Szenarien sind in Tabelle 7 zusammengefasst. In den Szenarien ohne Leistungserweiterung der PSW (d.h. AC und BC) weisen die PSW beider Länder sehr hohe Kapazitätsfaktoren wegen großer Fluktuationen der Residuallast auf. Speziell die Speicher der deutschen PSW werden sehr oft komplett geladen und wieder entladen, was zu einem Kapazitätsfaktor von 44% im Szenario AC und 52% im Szenario BC führt. Der erhöhte Kapazitätsfaktor im Szenario BC kann wieder auf die höhere installierte PV-Leistung und damit verbundenen höheren Fluktuationen der Residuallast zurückgeführt werden.

**Abbildung 9**

Lade- / Entladeleistung (links) und Ladezustand (rechts) der erweiterten österreichischen PSW, 2050-Szenario BC<sub>voll</sub> (Quelle: HSU)

In den Szenarien mit Leistungserweiterung der österreichischen PSW (d.h. AC<sub>voll</sub> und BC<sub>voll</sub>) verringert sich der Kapazitätsfaktor der PSW wegen der großen Erhöhung der installierten Leistung. Der Kapazitätsfaktor der österreichischen PSW erreicht nur mehr 15% im Szenario AC<sub>voll</sub> und 19% im Szenario BC<sub>voll</sub>. Da die Speicherkapazität der PSW jedoch weiterhin nur gering genutzt wird, könnte der Kapazitätsfaktor durch Teilnahme der PSW in anderen Märkten oder durch stärkere Residuallastglättung erhöht werden



Allerdings ist der Kapazitätsfaktor der erweiterten österreichischen PSW im kombinierten System AT-DE größer als der Kapazitätsfaktor der zusätzlich benötigten PSW im deutschen Stromsystem allein. Des Weiteren ist auch die zusätzlich benötigte Leistung in der Analyse des deutschen Systems allein viel größer als die benötigte Leistungserweiterung der österreichischen PSW im kombinierten System AT-DE.

**Tabelle 7**

Übersicht der Simulationsergebnisse der 2050-Szenarien für AT-DE

Obwohl die österreichischen PSW im kombinierten System AT-DE auch die hohen EE-Überschüsse von Deutschland integrieren, ist die genutzte maximale Speicherkapazität weniger als halb so groß wie die in der Simulation von Österreich alleine. Das deutet darauf hin, dass die österreichischen PSW ökonomischer betrieben werden können, wenn sie ans deutsche System angeschlossen sind.

2050 Szenarien	Zusätzlich benötigte Leistung & Kapazität im komb. System AT-DE			Zusätzlich benötigte Leistung & Kapazität in DE allein		
	P <sub>Pumpe</sub>	P <sub>Turbine</sub>	E <sub>Speicher</sub>	P <sub>Pumpe</sub>	P <sub>Turbine</sub>	E <sub>Speicher</sub>
AC	19,17 GW	19,98 GW	0	38,79 GW	25,17 GW	1.534 GWh
BC	42,00 GW	20,51 GW	0	55,16 GW	29,04 GW	950 GWh
	Kapazitätsfaktoren					
	Deutsche PSW			Österreichische PSW		
	Speicherung	Erzeugung	Total	Speicherung	Erzeugung	Total
AC	24,49 %	19,80 %	44,29 %	25,22 %	19,88 %	45,10 %
AC <sub>voll</sub>	24,42 %	19,75 %	44,17 %	8,47 %	6,57 %	15,04 %
BC	28,87 %	23,35 %	52,22 %	25,88 %	20,80 %	46,68 %
BC <sub>voll</sub>	28,79 %	23,29 %	52,08 %	8,50 %	10,80 %	19,30 %

# 4

## Zusammenfassung

Aufgrund der historisch gewachsenen, großen installierten Kapazitäten an Wasserkraft – Laufwasser als auch (Pump-)Speicher – hat Österreich bereits in der Vergangenheit einen hohen Anteil erneuerbarer Energien an der Stromversorgung erreicht. Auch wenn der EE-Anteil am Nettostromverbrauch 2011 bereits mehr als 60% war, hat Österreich ambitionierte Ziele für die weitere Entwicklung von EE – speziell für Windenergie und PV. Im vorgestellten GREEN-Szenario übersteigt die EE-Einspeisung den Stromverbrauch im Jahr 2050 – Österreich wäre ein Netto-Exporteur von EE.

Um die EE-Erweiterungsziele zu unterstützen kann Österreich bereits auf eine große Anzahl vorhandener PSW zurückgreifen. Die installierte Leistung der PSW wird in den erstellten Szenarien bis zum Jahr 2050 kontinuierlich erweitert und beträgt 2050 9,2 GW. Dennoch zeigt sich in der durchgeführten Analyse des zukünftigen Stromspeicherbedarfs, dass dieser Ausbau nicht ausreicht, um alle EE-Überschüsse im GREEN-Szenario (C) im Jahr 2050 ins österreichische Stromsystem zu integrieren. Während die Speicherkapazität der PSW ausreicht, wird aufgrund der hohen Einspeisung variabler EE (v.a. PV) eine größere Pumpleistung zur Aufnahme überschüssiger Strommengen benötigt. Speziell bei Betracht der Ergebnisse des kombinierten Systems AT-DE zeigt sich, dass ein weiterer Ausbau und eine Aufrüstung der österreichischen PSW auch für PSW-Entwickler sinnvoll erscheint – die hohen Mengen und Überschüsse deutscher EE-Einspeisung führen zu stark erhöhten Kapazitätsfaktoren / Einsätzen der österreichischen PSW. Auch im kombinierten Stromsystem AT-DE zeigt sich, dass die Speicherkapazität der österreichischen PSW ausreicht, um all EE-Überschüsse zu speichern – Neubauten von Stauseen scheinen deshalb auch hier nicht nötig zu sein.

Die Ergebnisse der Analyse zeigen aber auch, dass die bereits vorhandenen PSW ausreichen, um die erwartete EE-Einspeisung im Jahr 2020 (laut NREAP-AT und EEG-Szenarien) und im BAU-Szenario im Jahr 2050 ins österreichische Stromnetz zu integrieren. Zusätzliche installierte Leistungen können jedoch dazu verwendet werden, um auch an anderen (Regel-)Märkten anderer Länder teilzunehmen.

Abschließend kann festgestellt werden, dass PSW (und Stromspeicher generell) und (variable) EE voneinander profitieren – einerseits kann durch PSW eine größere Menge an variabler EE ins Stromnetz integriert werden, ohne dass Überschüsse auftreten und, andererseits, wird durch einen höheren Anteil variabler EE im Stromsystem der Kapazitätsfaktor von PSW erhöht (und damit auch deren Wirtschaftlichkeit).

## Literaturverzeichnis

- Biermayr et al.: „Innovative Energietechnologien in Österreich – Marktentwicklung 2011“, Bericht für das Bundesministerium für Verkehr, Innovation und Technologie, herunterladbar unter: <http://www.energiesystemederzukunft.at/publikationen/view.html/id1021>, 2012
- E-Control: „Elektrizitätsstatistik“, Energie-Control Austria, verfügbar auf <http://www.e-control.at>, 2012
- ENTSO-E: „System Adequacy Forecast 2010 – 2025“, report and scenarios, downloadable at <https://www.entsoe.eu/resources/publications/system-development/>, 2010
- Huber et al.: „Action plan for a dynamic RES-E policy“, Bericht für das europäische Forschungsprojekt „Green-X“, Technische Universität Wien, 2004
- IG Windkraft: „Rekord für den Ausbau erneuerbarer Energien in Europa“, Pressemitteilung, verfügbar auf <http://www.igwindkraft.at>, 2012
- Karner et al.: „Nationaler Aktionsplan 2010 für erneuerbare Energie für Österreich (NREAP-AT)“, 2010
- OESG: „Ökostromgesetz 2012“, 75. Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz 2012 – ÖSG 2012), verfügbar unter <http://www.oem-ag.at>, 2011
- PLATTS: „Electric Power Plant Database – Europe“, [www.platts.com](http://www.platts.com), 2010
- Zach et al.: „The Role of Bulk Energy Storage in Facilitating Renewable Energy Expansion“, Publikation des Forschungsprojektes „store“, verfügbar auf [www.store-project.eu](http://www.store-project.eu), 2012

## Abkürzungsverzeichnis

APG	Austrian Power Grid AG
BAU	Business-As-Usual
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Energy Economics Group
$E_{\text{Speicher}}$	Speicherkapazität
EU	Europäische Union
GW	Gigawatt
GWh	Gigawattstunde
HSU	Helmut-Schmidt-Universität
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
NREAP-AT	Nationaler Aktionsplan 2010 für EE für Österreich
$P_{\text{Pumpe}}$	Pumpleistung
PSW	Pumpspeicherkraftwerke
$P_{\text{Turbine}}$	Turbinenleistung
PV	Photovoltaik
TWh	Terawattstunde



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](http://www.store-project.eu) erhältlich sind.