Zeitschrift: Wasser Energie Luft = Eau énergie air = Acqua energia aria

Herausgeber: Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband

Band: 106 (2014)

Heft: 4

Artikel: Bedeutung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke für die Energiestrategie 2050 der Schweiz

Autor: Piot, Michael

DOI: https://doi.org/10.5169/seals-939756

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften auf E-Periodica. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Zeitschriften und ist nicht verantwortlich für deren Inhalte. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern beziehungsweise den externen Rechteinhabern. Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen sowie auf Social Media-Kanälen oder Webseiten ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Mehr erfahren

Conditions d'utilisation

L'ETH Library est le fournisseur des revues numérisées. Elle ne détient aucun droit d'auteur sur les revues et n'est pas responsable de leur contenu. En règle générale, les droits sont détenus par les éditeurs ou les détenteurs de droits externes. La reproduction d'images dans des publications imprimées ou en ligne ainsi que sur des canaux de médias sociaux ou des sites web n'est autorisée qu'avec l'accord préalable des détenteurs des droits. En savoir plus

Terms of use

The ETH Library is the provider of the digitised journals. It does not own any copyrights to the journals and is not responsible for their content. The rights usually lie with the publishers or the external rights holders. Publishing images in print and online publications, as well as on social media channels or websites, is only permitted with the prior consent of the rights holders. Find out more

Download PDF: 12.07.2025

ETH-Bibliothek Zürich, E-Periodica, https://www.e-periodica.ch

Bedeutung der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke für die Energiestrategie 2050 der Schweiz

Michel Piot

Zusammenfassung

Gemäss der Energiestrategie 2050 des Bundesrates soll der Wegfall des Stroms aus Kernenergie vollständig durch den Zubau von erneuerbaren Energien aufgefangen werden. Ein solches Szenario führt zu diversen Herausforderungen für die Gewährleistung einer sicheren Stromversorgung: Es gilt vor allem, das drohende Stromdefizit im Winterhalbjahr zu überbrücken und den zunehmenden Bedarf an kurzfristigem Ausgleich von Angebot und Nachfrage im Sommer sicherzustellen. Bei der Lösung beider Probleme können die Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke eine zentrale Rolle einnehmen. Die hier vorgestellten Abschätzungen zeigen, dass sowohl der saisonale Effekt als auch der Tag/Nacht-Effekt zu Herausforderungen führen werden. Beim saisonalen Effekt sind mindestens 3 TWh beziehungsweise rund 30 Prozent zusätzliches Speichervolumen für die Umlagerung vom Sommer in den Winter notwendig, was technisch gesehen möglich ist. Beim Tag/Nacht-Effekt werden in einer Woche netto bis 370 GWh an Überschussstrom produziert werden, welche es zu speichern gilt. Hier zeigt sich, dass selbst mit dem heute laufenden und konkret geplanten Ausbau der Pumpspeicher knapp 3 GW Leistung für die Nutzung des Überschusses fehlen werden und je nach Szenario die Volumina der Ober- und Unterbecken substanziell erweitert werden müssten. Die Wasserkraft kann mit dem Ausbau von Volumen und Leistung bei Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken einen wichtigen zusätzlichen Beitrag leisten. Allerdings ist der wirtschaftliche Betrieb mit grossen Unsicherheiten verbunden, sodass das Investitionsrisiko weiterhin ein einschränkender Faktor ist.

Résumé

Conformément à la stratégie énergétique 2050 de la Confédération, l'abandon de l'électronucléaire devra être entièrement compensé par le développement des énergies renouvelables. Pour pouvoir garantir la sécurité de l'approvisionnement en électricité, un tel scénario représente différents défis: il s'agit tout d'abord de combler le déficit en énergie électrique des mois d'hiver et de pouvoir garantir rapidement l'équilibre entre l'offre et la demande en été. Les centrales à accumulation et les installations de pompage-turbinage pourraient jouer un rôle central dans la résolution de ces problèmes. Les estimations présentées ici montrent clairement les défis liés à l'effet saisonnier et à l'effet jour/nuit. En ce qui concerne l'effet saisonnier, 3 TWh au moins, soit 30% de volume d'accumulation supplémentaire, seront nécessaires pour le transfert été/hiver, ce qui serait techniquement réalisable. Concernant l'effet jour/nuit, une production excédentaire nette de 370 GWh est produite sur une semaine, production qu'il s'agira de stocker. On peut constater ici que même avec l'extension du pompage-turbinage en cours actuellement, quelque 3 GW de puissance manqueront pour l'utilisation de l'excédent et que, selon le scénario, il faudrait considérablement augmenter les volumes des bassins supérieurs et inférieurs. Avec une augmentation des volumes et de la puissance des centrales à accumulation et des installations de pompage-turbinage, la force hydraulique peut apporter une contribution notable; une exploitation rentable est toutefois loin d'être garantie et le risque d'investissement reste un facteur restrictif.

1. Ausgangslage

1.1. Problemstellung

Die Energieperspektiven 2050 des Bundesamtes für Energie (BFE) sehen vor, den Wegfall von Strom aus Kernkraftwerken bis ins Jahr 2050 vollständig durch zusätzliche erneuerbare Energien in der Schweiz zu decken: 11 Terawattstunden (TWh) Photovoltaik, 4 TWh Wind, 4 TWh Geothermie, 4 TWh Biomasse, 3 TWh Wasserkraft. Damit soll in Summe der Verlust durch den Ausstieg aus der Kernenergie mit Strom aus einheimischer Produktion gedeckt werden. Die simple Jahresenergiesaldierung berücksichtigt allerdings nicht, dass mit dem Wegfall der Kernenergie im kritischen Winterhalbjahr rund 14 TWh Bandenergie wegfallen, die es tags und nachts zu ersetzen gilt. Die starke Zunahme wetterabhängiger Produktion führt zudem zu einem hohen zusätzlichen Bedarf an kurzfristigem Ausgleich von Angebot und Nachfrage.

In diesem Artikel wird der Frage nachgegangen, welchen zusätzlichen Beitrag Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke in der Schweiz im Rahmen der Energiestrategie 2050 zur Erreichung einer sicheren Stromversorgung leisten können und wo die Grenzen liegen. Dabei werden zwei bedeutende Einschränkungen gemacht: 1) Es werden keinerlei wirtschaftliche und ökologische Aspekte in die Überlegungen einbezogen und 2) bei der Betrachtung wird die Systemgrenze Schweiz gezogen.

1.2. Szenarien der Energiestrategie 2050

In den Energieperspektiven 2050 des Bundes werden energie- und stromnachfrageseitig die zwei Szenarien «Neue Energiepolitik» (NEP) und «Politische Massnahmen» (POM) unterschieden. Stromangebotsseitig werden für das Jahr 2050 sowohl in der Variante Fossil-Erneuerbar (C&E) als auch in der Variante Erneuerbar-Import (E) jährlich 24.2 TWh Strom

aus Photovoltaik, Wind, Geothermie und Biomasse unterstellt, im Winterhalbjahr sind es 10.5 TWh. Die beiden Angebotsvarianten unterscheiden sich somit nur durch die Restbeschaffung: in der Variante C&E werden inländisch Gaskombikraftwerke zugebaut, in der Variante E wird der restliche Strombedarf importiert.

Gemäss Energieperspektiven 2050 des Bundes werden die Kernkraftwerke im Jahr 2035 ausser Betrieb genommen worden sein, die unterstellten neuen Pumpspeicherkapazitäten in Betrieb sein (nebst dem Ausbau Veytaux, Nant de Drance und Linth-Limmern auch Lago Bianco und Grimsel 3) und der Zubau der erneuerbaren Energien ohne Wasserkraft wird knapp die Hälfte seines Endausbaus im Jahr 2050 erreicht haben. Die Nachfrage nach Strom wird im POM stabilisiert und im NEP leicht gesenkt werden können. Im Jahr 2050 ist der unterstellte Zubau der erneuerbaren Energien aus Photovoltaik, Wind, Geothermie und Biomasse vollendet. Die Stromnachfrage ist gegenüber 2035 im POM wieder leicht angestiegen, im NEP nochmals minim gesenkt worden.

2. Grundlagen zur Wasserkraft

2.1. Heute installierte Leistung und Produktion

Per 1. Januar 2014 zählte die Schweiz 589 Wasserkraftzentralen mit einer Leistung über 300 kW. Die mögliche Leistung ab Generator liegt bei 13.8 GW, die jährliche mittlere Produktionserwartung bei knapp 36 TWh (siehe *Tabelle 1*).

Die Produktion der Wasserkraft weist sowohl eine starke saisonale Komponente auf als auch erhebliche zwischenjährliche Schwankungen (siehe *Bild 1*). So liegen die monatlichen Durchschnittswerte in den Wintermonaten bei rund 2.5 TWh, in den Sommermonaten um 4 TWh, wobei die jährlichen Schwankungen im Sommerhalbjahr aufgrund wetterbedingter Schwankungen bedeutend grösser sind als im Winterhalbjahr.

Die Speicherseen wiesen per Ende September 2013 ein Speichervermögen von 8775 GWh aus. Damit hat sich dieses in den letzten 10 Jahren um knapp 3 Prozent erhöht und umfasst rund 15 Prozent der inländischen Nachfrage. Typischerweise erreicht der Füllstand der Speicherseen in den Monaten März bis Mai das Minimum, wobei dieses über die Jahre zwischen unter 10 und über 30 Prozent des Speichervermögens betragen kann. Die installierte Turbinenleistung der Speicherkraftwerke mit Schweizer Anteil beträgt 8.5 GW. In der Schweiz gibt es 19 Pumpspeicherkraftwerke mit einer installierten Pumpenleistung von knapp 1.5 GW, 3 davon sind reine Umwälzwerke (BFE 2014a).

	Laufwasserkraftwerke	Speicherkraftwerke	Pumpspeicherkraftwerke	Umwälzwerke	Total
Leistung ab Generator in MW	3854	8081	1383	456	13774
Produktionserwartung in GWh	17022	17297	1594	---	35913

Tabelle 1. Übersicht über die Wasserkraft in der Schweiz. Quelle: BFE, (2014b).

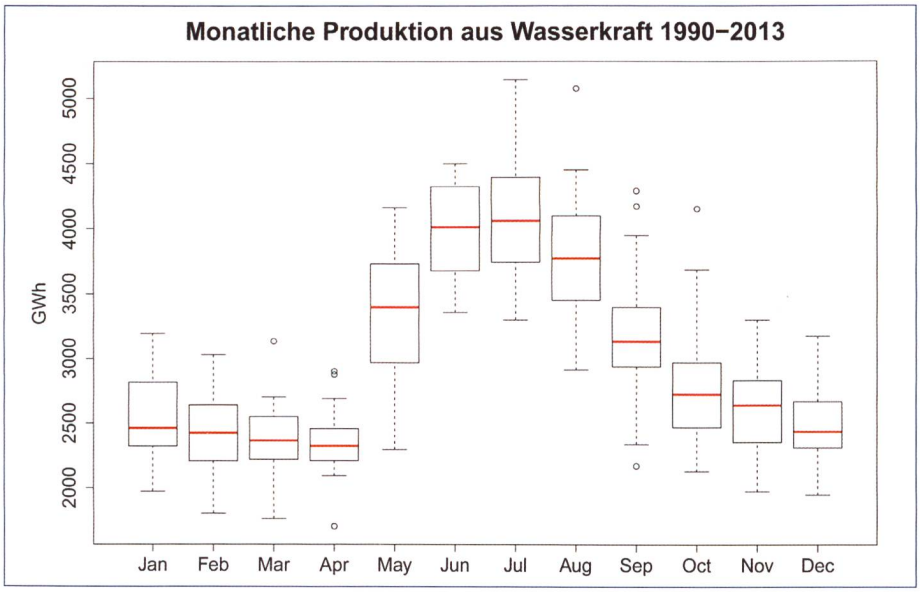

Bild 1. Monatliche Schwankungen der Wasserkraftproduktion in der Schweiz (rot: Median). Datenquelle: BFE Elektrizitätsbilanz der Schweiz – Monatswerte 1990–2013.

Ausbaupotenzial in TWh pro Jahr	Heutige Nutzungsbedingungen	Optimierte Nutzungsbedingungen
Kleinwasserkraft	1.3	1.6
Neubauten Grosswasserkraft	0.8	1.4
Erweiterungen Grosswasserkraft	0.9	1.5
Restwasserbestimmungen	-1.4	-1.4
Total	**1.5**	**3.2**

Tabelle 2. Erwartetes Ausbaupotenzial der Wasserkraft bis 2050. Quelle: BFE (2012).

2.2. Ausbaupotenzial der Produktion aus Wasserkraft

Im Bericht des BFE (2012) wird das erwartete Ausbaupotenzial der Klein- und Grosswasserkraft ausgewiesen, unterschieden nach heutigen und optimierten Nutzungsbedingungen (siehe *Tabelle 2*). Für Neubauten von Grosswasserkraftwerken wird zudem eine Liste mit Projekten und einer Einschätzung über die Realisierungswahrscheinlichkeit angegeben (siehe dazu auch die weiterführenden Einschätzungen im Artikel *Pfammatter, Piot* (2014)).

2.3. Ausbau der Pumpspeicherkapazitäten

Die Pumpspeicherkapazitäten werden in den nächsten Jahren erheblich zunehmen, mit dem Ausbau von Linth-Limmern, Nant de Drance und Veytaux kommen bis ins Jahr 2017 zusätzlich 2.1 GW ans Netz. Die momentan sistierten Projekte Lago Bianco und Grimsel 3 stellten nochmals 1.6 GW zur Verfügung, sodass gemäss Energiestrategie 2050 gesamthaft eine Pumpenleistung von 5.2 GW installiert wäre.

Zur Abschätzung der nutzbaren und verfügbaren Energie aus dem Pumpspeicherzyklus sind die Volumina der Ober- und Unterbecken einzubeziehen. So ist beispielsweise beim Umwälzwerk Grimsel 2 (siehe abstrahiertes und vereinfachtes Schema in *Bild 2*), das das Gefälle zwischen dem Oberaarsee und dem Grimselsee nutzt, das Oberbecken mit einem Volumen von 57 Mio. m^3 als limitierender Faktor zu berücksichtigen. Bei den meisten Pumpspeicherkraftwerken ist allerdings das Unterbecken ein eher kleines

Ausgleichsbecken und somit limitierend für die Speicherung beziehungsweise Produktion von Energie.

Basierend auf den bestehenden Pumpspeicherkraftwerken, können unter Berücksichtigung der Volumina der Unter- und Oberbecken zwei Extremfälle unterschieden werden: 1) Aktuell könnten maximal rund 400 GWh Energie aufgewendet werden, um Wasser in die Oberbecken zu pumpen. Damit liessen sich aufgrund der Wirkungsgradverluste beim Pumpen und Turbinieren zu einem späteren Zeitpunkt maximal rund 300 GWh produzieren. Diese Mengen würden dann erreicht, wenn die Oberbecken, wo einschränkend, vollständig leer und die Unterbecken, wo einschränkend, vollständig gefüllt wären. 2) Im Minimum steht 0 GWh für das Turbinieren zur Verfügung, was der Fall ist, wenn entweder alle Oberbecken leer oder alle Unterbecken voll sind. Beide Fälle kommen in dieser Ausprägung nicht vor. Zum Beispiel darf der Sihlsee vom 1. Juni bis 31. Oktober höchstens um zwei Meter unter die maximale Staukote gesenkt werden (Umweltdepartement, 2014). Damit bleiben für die Sommermonate vom Stauvolumen von 92 Mio. m^3 noch 21 Mio. m^3 übrig. Für die weiteren Überlegungen wird angenommen, dass maximal 240 GWh für die Pumpen genutzt werden können. Bei einem Wirkungsgrad von durchschnittlich 75 Prozent ergibt dies beim Turbinieren eine Energiemenge von 180 GWh. Mit dem Ausbau der Projekte Linth-Limmern und Nant de Drance sowie einer unterstellten Verbesserung des Gesamtwirkungsgrades werden diese Mengen erhöht werden (siehe *Tabelle 3*).

3. Beitrag der Wasserkraft zur Umsetzung der Energiestrategie 2050

3.1. Vier relevante Effekte

Der in der Energiestrategie 2050 verordnete Ausstieg aus der Kernenergie und der damit verbundene Zubau der erneuerbaren Energien führten zu Herausforderungen in unterschiedlichen Zeitdimensionen, die nachfolgend in vier Effekte unterteilt werden: der saisonale und der Hochnebel-Effekt für Speicherkraftwerke, der Tag-/Nacht- und Minuten-Effekt für Pumpspeicherkraftwerke.

3.1.1 Effekte für Speicherkraftwerke

- Saisonaler Effekt: Während Kernkraftwerke Bandenergie liefern und somit im Winter einen beträchtlichen Teil der Nachfrage decken helfen, fällt bei Photovoltaik die Produktion im Winter deutlich geringer aus als im Sommer. Um den Verlust der Kernkraftwerke im Winter inländisch ausgleichen zu können, sind entweder Gaskombikraftwerke oder zusätzliche saisonale Speicher notwendig.
- «Hochnebel»-Effekt: Es kann sein, dass die Sonne im Winter längere Zeit nicht scheint, verbunden mit wenig Windaufkommen, sodass der vollständige Produktionsausfall von Strom aus Photovoltaik- und Windanlagen mit Wochenspeichern gedeckt werden muss.

3.1.2 Effekte für Pumpspeicherkraftwerke

- Tag/Nacht-Effekt: Um in den Tagesrandstunden beziehungsweise in den Abendstunden und in der Nacht genügend Strom zur Verfügung stellen zu können, müssen Speicher vorhanden sein, die die Energie am Tag einlagern und in den übrigen Stunden wieder abgeben können.
- Minuten-Effekt: Die fluktuierende Einspeisung aus Photovoltaik und Wind führt dazu, dass innert kürzester Zeit beträchtliche Einspeiseschwankungen auftreten können, die es mit äusserst flexiblen Kraftwerken auszugleichen gilt.

3.2. Saisonaler Effekt

Alle Angaben der nachfolgenden Quantifizierung beziehen sich jeweils auf das Winterhalbjahr. Die Schweiz vermag ihren Landesverbrauch (Endverbrauch plus Netzverluste) von heute rund 35 TWh seit dem Winterhalbjahr 2003/2004 nie mehr selber zu decken und hat je nach hydrologischen Verhältnissen netto zwischen 2.4 und 6.9 TWh Strom importiert. Dabei haben die Kernkraftwerke jeweils einen Beitrag von rund 14 TWh an die Versorgung geleistet. Fällt dieser Teil weg, dann ist mit einem hypothetischen Defizit von rund 16 bis 21 TWh zu rechnen.

Tabelle 4 zeigt eine Übersicht über den Landesverbrauch in TWh im Winterhalbjahr im NEP und POM sowie über das Angebot. Der Verbrauch der Speicherpumpen, der rund 1 TWh beträgt, ist im Landesverbrauch nicht berücksichtigt.

	Gesamtwirkungsgrad	Energieverbrauch Pumpen in GWh	Energieproduktion Turbinieren in GWh
Heute	0.75	240	180
Mit Ausbau	0.80	300	240

Tabelle 3. Maximaler Energieaufwand für das Füllen und maximaler Energieertrag beim Leeren der Oberbecken. Eigene Abschätzungen.

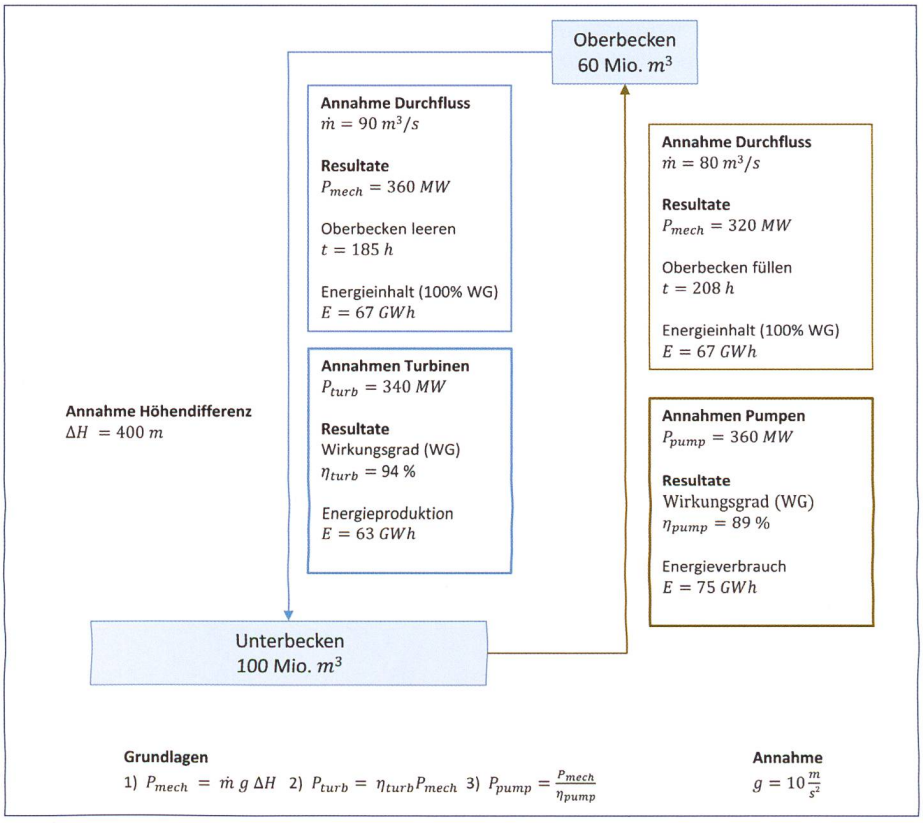

Bild 2. Zyklus eines Pumpspeicherkraftwerkes. Eigene Darstellung.

Angaben in TWh	2010	2020	2035	2050
Landesverbrauch				
Neue Energiepolitik (NEP)	34.63	34.90	32.98	31.90
Politische Massnahmen (POM)	34.63	35.01	34.67	36.55
Angebot				
Bestehendes Angebot aus Wasserkraft, Kernenergie und fossil-thermischen Kraftwerken	29.63	28.86	16.49	16.63
Photovoltaik, Wind	0.04	0.53	2.25	5.56
Geothermie, Biomasse	0.72	1.49	3.35	4.91
Differenz zwischen Angebot und Landesverbrauch				
Neue Energiepolitik	-4.24	-4.02	-10.89	-4.80
Politische Massnahmen	-4.24	-4.13	-12.58	-9.45

Tabelle 4. Übersicht über den Landesverbrauch und das Stromangebot im Winterhalbjahr im NEP und POM. Datenquelle: Prognos (2012).

Die Differenz kann bei Systemgrenze Schweiz grundsätzlich aus einer Kombination aus neuer Wasserkraft, Gaskombikraftwerken und Importen gedeckt werden. Prognos (2012) unterstellt in der Angebotsvariante E für das Winterhalbjahr einen Ausbau von Wasserkraft von 1.75 TWh, im Jahr 2035 beträgt dieser 0.94 TWh. Damit bleibt im NEP für das Jahr 2035 ein Bedarf von knapp 10 TWh (= 10.89–0.94 TWh) und für 2050 von rund 3 TWh (= 4.8–1.75 TWh) zu decken, im POM sind es für das Jahr 2035 sogar 11.6 TWh und für 2050 noch 7.7 TWh. Diese Ausbaumengen unterstellen optimierte Nutzungsbedingungen und sind somit aus heutiger Sicht als optimistisch einzuschätzen. Geht man davon aus, dass die Energie aus Wasserkraft netto nicht zunehmen wird, dann sind entsprechend höhere Defizite in die Abschätzungen einzubeziehen.

3.2.1 Folgerungen

1. Das Winterhalbjahr 2035 kann als Knappheitsjahr bezeichnet werden. Zwischen 2035 und 2050 nimmt der Bedarf an zusätzlicher Energie wieder ab, da der unterstellte Zubau aus Photovoltaik, Wind, Geothermie und Biomasse zwischen 2035 und 2050 im Winterhalbjahr knapp 5 TWh beträgt. Bedenkt man, dass Wasserkraftwerke mit hohen Investitionskosten und langen Laufzeiten verbunden sind, dann darf nicht das Jahr 2035, sondern muss das Jahr 2050 als Referenz für die Überlegungen für zusätzlichen Speicher herangezogen werden.
2. Möchte man die notwendige Differenz im NEP mit saisonalen Wasserspeichern bereitstellen, müssten somit 3 TWh zusätzliche Speicher zur Verfügung gestellt werden. In *Schleiss* (2012) werden 19 bestehende alpine Talsperren erwähnt (siehe *Bild 3*, rote Projekte), mit denen bei einer Erhöhung um rund 10 Prozent zusätzlich 2 TWh umgelagert werden könnten.
3. Im POM, wo der Bedarf im Jahr 2050 rund 7.7 TWh beträgt, kann die alleinige Lösung durch den Ausbau von saisonalen Wasserspeichern ausgeschlossen werden.

3.2.2 Fazit

Mit Staumauererhöhungen von rund 20 bestehenden alpinen Speichern um rund 10 Prozent kann mit rund 2 TWh eine substanzielle zusätzliche Verlagerung von Energie vom Sommer in den Winter erzielt werden. Für NEP wäre dies ein wichtiger Beitrag für die Bewältigung des saisonalen Effekts. Im Weiteren dürften diese Ausbauten aus ökologischen Überlegungen weniger umstritten sein als Neubauprojekte von Gaskombikraftwerken oder neue Speicherseen.

3.3. «Hochnebel»-Effekt

Nachfolgend wird abgeschätzt, welche Strommengen aus Photovoltaik- und Windanlagen beim «Hochnebel»-Effekt über eine Woche ausbleiben.

3.3.1 Photovoltaikproduktion

Um die ausbleibende Photovoltaikproduktion abschätzen zu können, braucht man mindestens ein Produktionsprofil einer Photovoltaikanlage auf monatli-

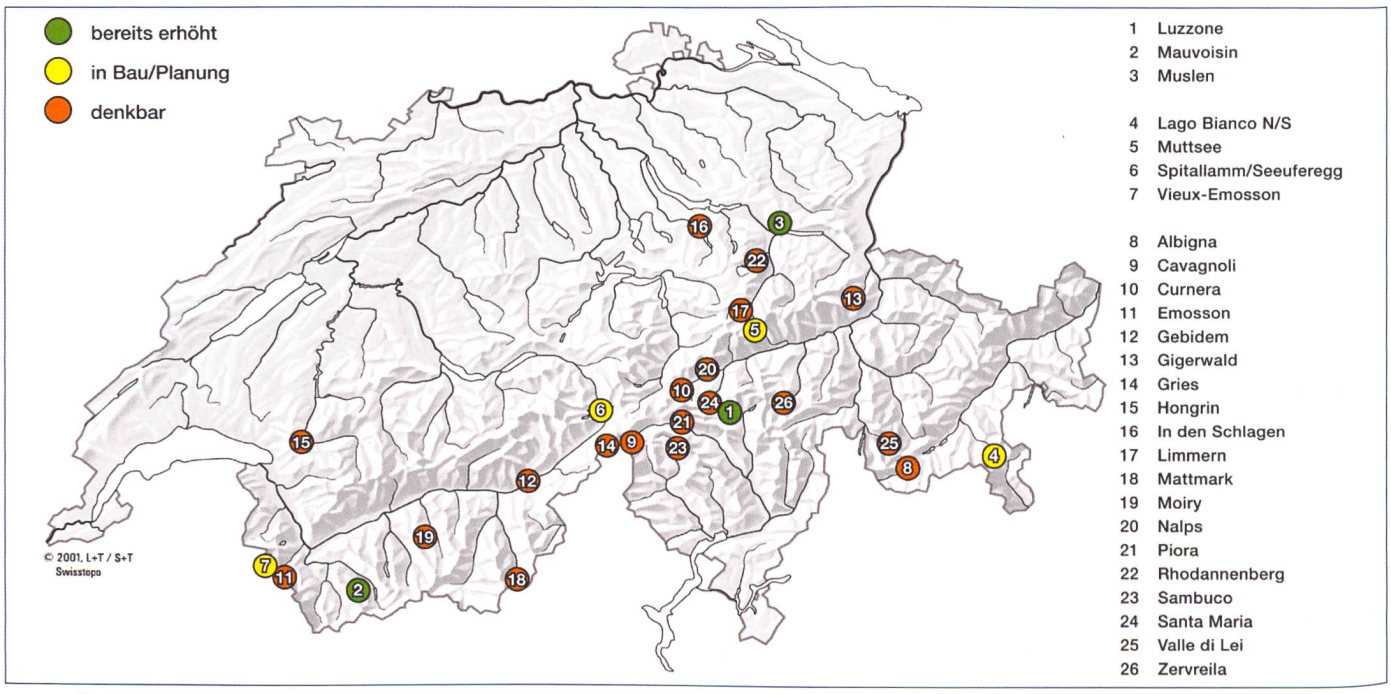

Bild 3. Übersicht über Talsperren, die mit einer Erhöhung um 10 Prozent einen zusätzlichen Beitrag von 2 TWh zur saisonalen Umlagerung liefern könnten. Quelle: Pfammatter (2012) mit Daten Schleiss (2012) und Electrowatt-Ekono (2004).

cher Basis. Das Produktionsprofil hängt einerseits von der horizontalen Globalstrahlung eines Ortes ab, andererseits vom Neigungswinkel und der Ausrichtung der Photovoltaikanlage. *Bild 4* zeigt die durchschnittliche monatliche horizontale Globalstrahlung für die Stationen Bern-Zollikofen und Jungfraujoch. Daraus wird ersichtlich, dass der Februar rund 5 Prozent zur jährlichen Strahlungsmenge beiträgt. Unterstellt man, dass der monatlich produzierte Strom aus Photovoltaikanlagen proportional zu den monatlichen Globalstrahlungsanteilen ist, dann entspricht dies bei 11 TWh im Jahr 2050 rund 0.5 TWh im Monat Februar oder gut 0.1 TWh pro Woche, die somit wegfallen würden. Bei einem wöchentlichen Landesverbrauch im Februar von rund 1.4 TWh entspricht dies rund 7 Prozent. Liegt das Speichervolumen der Speicherseen bei rund 2.5 TWh, was dem Durchschnittswert der vergangenen Jahre entspricht, dann sind dies 4 Prozent des verfügbaren Energieinhaltes, die dadurch zusätzlich benötigt würden.

3.3.2 Windenergieproduktion

In der Energiestrategie 2050 werden für das Winterhalbjahr 2050 rund 2.6 TWh aus Windanlagen unterstellt. Das entspricht durchschnittlich 0.1 TWh pro Woche, die mehrheitlich wegfallen und durch andere Technologien ersetzt werden müssen. Diese Mengen liegen maximal in der gleichen Grössenordnung wie die Mengen aus Photovoltaikanlagen.

3.3.3 Fazit

Der «Hochnebel»-Effekt führt zu einem Ausfall von maximal 0.2 TWh pro Woche bei einem Landesverbrauch von 1.4 TWh. Diese Energiemenge müsste zusätzlich durch die Speicherkraftwerke bereitgestellt werden. Im Vergleich zum saisonalen Effekt hat der «Hochnebel»-Effekt allerdings bedeutend geringere Auswirkungen, sodass er unter Berücksichtigung aller anderen Unsicherheiten untergeordnet ist.

3.4. Tag/Nacht-Effekt

Der Tag/Nacht-Effekt wird nachfolgend nur für eine Juliwoche im Jahr 2050 betrachtet, da einerseits die Photovoltaikkapazitäten im Jahr 2035 noch bedeutend geringer sind als im Jahr 2050 und andererseits im Winter dieser Effekt keine Belastung darstellt.

Um den Effekt bewerten zu können, sind sowohl Energie- als auch Leistungsabschätzungen notwendig: so ist einerseits zu klären, ob genügend Wasser beziehungsweise Speicherinhalt zur Verfügung steht, um allfällige Überschüsse zu nutzen. Andererseits stellt sich die Frage, ob genügend Leistung vorhanden ist, um Überschüsse zum Zeitpunkt des Auftretens abarbeiten zu können.

3.4.1 Abschätzungen zur Energie

Nachfolgend werden einzelne Abschätzungen zur Produktion von Strom aus Laufwasserkraftwerken, Photovoltaik-, Wind-, Biomasse- und Geothermie-Anlagen für die zweite Juliwoche 2050 gemacht (siehe *Tabelle 5*).

Laufwasserkraftwerke weisen erhebliche Produktionsschwankungen über die Jahre auf. So schwankte die Produktion mittwochs von 1998–2013 zwischen 62 GWh (2003) und 78 GWh (2001). Aber auch zwischen Werktagen und Wochenenden sind erhebliche Differenzen möglich. Während zum Beispiel im Jahr 1998 die Produktionsdifferenz von Mittwoch zu Sonntag lediglich 1.8 GWh betrug, waren es im Jahr 2005 ganze 19.4 GWh. Nachfolgend wird entgegen der Annahmen der Energiestrategie 2050 davon ausgegangen, dass die Laufwasserkraft netto nicht ausgebaut wird.

Nach der Wasserkraft ist in der Energiestrategie 2050 die Photovoltaik die wichtigste Stromquelle in der Schweiz. Die Produktion aus Photovoltaikanlagen im Jahr 2050 kann mithilfe der Globalstrahlung, gemessen in Watt pro Quadratmeter, abgeschätzt werden, denn es kann vereinfachend angenommen werden, dass die Globalstrahlung auf horizontaler Fläche dem Ertrag der Photovoltaikanlagen entspricht. Einerseits wird durch eine optimierte Ausrichtung der Anlage die nutzbare Strahlung erhöht, andererseits durch den Anlagennutzungsgrad wieder in der gleichen Grössenordnung reduziert. Gemäss MeteoSchweiz lag die jahresdurchschnittliche horizontale Globalstrahlung in der Periode 1980–2000 über 59 Stationen in der Schweiz zwischen 118 W/m^2 in Luzern und 177 W/m^2 auf dem Piz Corvatsch. Der Monatsmaximalwert liegt mit 268 W/m^2 im Mai auf dem Piz Corvatsch, das Minimum mit 22 W/m^2 in Piotta und Visp jeweils im Dezember. *Bild 6* zeigt den minimalen und maximalen Globalstrahlungsverlauf der zweiten Juliwoche für die Messstation beim Grimsel-Hospiz. Dieser verdeutlicht einerseits, dass die Schwankungen im Juli beträchtlich sein können, und andererseits, dass die Globalstrahlung auch bei schlechtem Wetter tagsüber selten null ist. Schätzt man den Ertrag aus Photovoltaikanlagen basierend auf den maximalen und minimalen Strahlungsprofilen der Jahre 2000–2014 bei einem Zubau der Photovoltaik auf 11 GW für das Jahr 2050 ab, dann erreicht die durchschnittliche Tagesproduktion für die zweite Juliwoche eine Bandbreite von 24–85 GWh. Wie *Bild 5* zeigt, bedeutet das aber nicht, dass Photovoltaik unter dem Aspekt der gesicherten Leistung einen Beitrag an die Versorgung leistet.

Im Sommerhalbjahr 2050 sollen gemäss Energiestrategie 1.7 TWh aus Windanlagen stammen. Unter der sehr vereinfachenden Annahme einer Gleichverteilung sind dies 9 GWh pro Tag. Durch Geothermie- und Biomasseanlagen kommen täglich noch 21 GWh dazu.

Gemäss Elektrizitätsstatistiken des BFE lag der Landesverbrauch zuzüglich

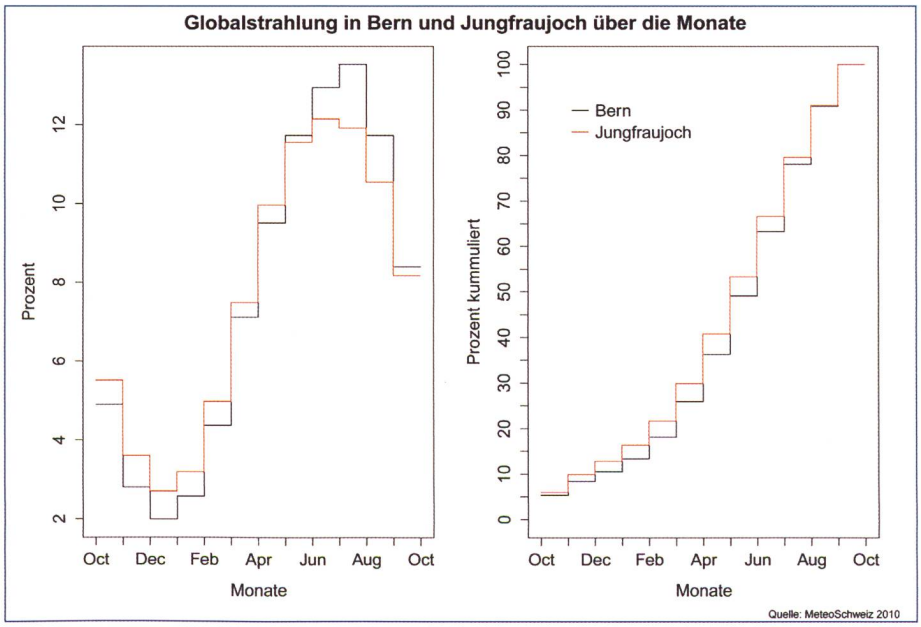

Bild 4. Relative und kumulierte Verteilung der Globalstrahlung nach hydrologischem Jahr für Bern-Zollikofen und Jungfraujoch. Datenquelle: MeteoSchweiz.

Verbrauch der Speicherpumpen im Juli in den letzten Jahren mittwochs bei rund 170 GWh, samstags bei 150 GWh und sonntags bei 140 GWh. Die zwischenjährlich auftretenden Nachfrageschwankungen sind für die weiteren Überlegungen vernachlässigbar, da sie im Vergleich zu den Produktionsschwankungen gering sind. Die Sommernachfrage wird im NEP im Jahr 2050 gegenüber heute um rund 15 Prozent auf 27 TWh zurückgehen. Verteilt man diesen Rückgang linear über die Sommermonate und Wochentage, dann ergibt sich eine geschätzte Nachfrage von 145 GWh an Werktagen, 130 GWh samstags und 120 GWh sonntags. Angenommen die Oberbecken sind Anfang Woche minimal gefüllt und es steht in den Unterbecken genügend Wasser zum Pumpen zur Verfügung, dann können nach obigen Überlegungen 300 GWh Überschussstrom genutzt werden. In einer Woche mit hoher Sonneneinstrahlung werden die Oberbecken somit am Samstag gefüllt sein, sodass insgesamt über eine Woche mehr als 70 GWh an überschüssiger Energie nicht gespeichert werden können und die Oberbecken Ende der Woche voll sind. Vor allem die Wochenenden dürften bei hoher Sonneneinstrahlung zum Engpass werden, da alleine am Samstag und Sonntag Überschüsse von beinahe 130 GWh produziert werden. Umgekehrt ist in einer äusserst strahlungsarmen Woche mit einem maximalen Nachfrageüberschuss von rund 190 GWh zu rechnen, der aus Speicherbecken gedeckt werden kann. In einer Woche mit normalen Wetterbedingungen summieren sich die Überschüsse auf rund 140 GWh.

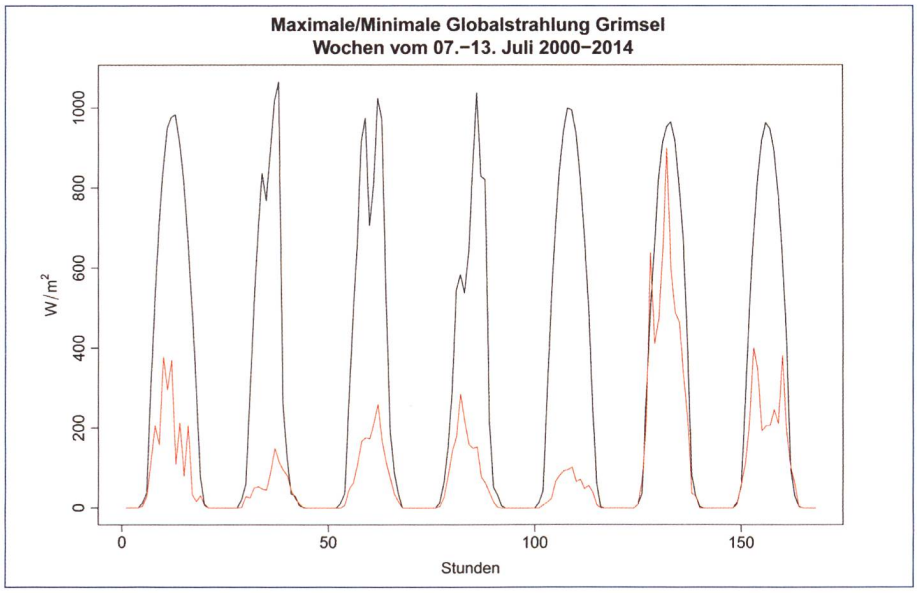

Bild 5. Globalstrahlung Grimsel-Hospiz für die zweite Juliwoche. Datenquelle: Meteo-Schweiz.

Produktion in GWh	Werktags	Samstag	Sonntag
Laufwasser	62-78	55-74	46-72
Photovoltaik	24-85	24-85	24-85
Wind	9	9	9
Biomasse, Geothermie	21	21	21
Total Produktion	116-193	109-190	100-187
Nachfrage	145	130	120
Nachfrageüberschuss	**29**	**21**	**20**
Produktionsüberschuss	**48**	**60**	**67**

Tabelle 5. Energiebilanz an einem Tag in der zweiten Juliwoche 2050. Datenquelle: Prognos (2012), BFE und eigene Berechnungen.

Leistung in GW	Werktags	Samstag	Sonntag
Laufwasser	2.6-3.3	2.3-3.1	1.9-3.0
Photovoltaik	1.1-8.8	1.1-8.8	1.1-8.8
Wind	0.0-1.0	0.0-1.0	0.0-1.0
Biomasse, Geothermie	0.9	0.9	0.9
Total Leistung	4.6-14.0	4.3-13.8	3.9-13.7
Last	6.7-7.3	6.0-6.5	5.5-6.0
Lastüberschuss	**2.7**	**2.2**	**2.1**
Leistungsüberschuss	**7.3**	**7.8**	**8.2**

Tabelle 6. Leistungsbilanz an einem Tag in der zweiten Juliwoche 2050. Datenquelle: Prognos (2012), BFE und eigene Berechnungen.

3.4.2 Abschätzungen zur Leistung

Bei der Abschätzung zur Leistung wird unterstellt, dass Laufwasserkraftwerke auf Tagesbasis Bandenergie produzieren, was als Annäherung durchaus korrekt ist, obschon damit die Zusatzproduktion durch im Tagesverlauf zusätzlich anfallendes Wasser aus Speicherproduktion nicht berücksichtigt wird. Nimmt man schweizweit eine maximal nutzbare Globalstrahlung von 800 W/m^2 – örtlich sind auch bis 30 Prozent mehr möglich – dann ergibt sich bei 11 GW installierter Leistung aus Photovoltaikanlagen eine Maximalleistung von 8.8 GW Einspeisung. Die minimale durchschnittliche Strahlung am Mittag betrage 100 W/m^2, was einer Minimalleistung von 1.1 GW entspricht.

Windenergie erzeugt gemäss Energiestrategie 2050 jährlich 4 TWh, was bei einer Volllaststundenzahl von 1400 einer installierten Leistung von 2.9 GW entspricht. Es kann davon ausgegangen werden, dass die maximale Windleistung nicht gleichzeitig mit der maximalen Photovoltaikleistung auftreten wird. Deshalb wird ein Leistungsband von 0.0–1.0 GW unterstellt. Bei Geothermie und Biomasse wird Bandenergie übers Sommerhalbjahr unterstellt, was einer Leistung von 0.9 GW entspricht.

Gemäss BFE liegt die heutige Maximallast zur Mittagszeit im Juli bei 8.5 GW, die minimale werktags bei 7.8 GW. Unterstellt man eine analoge Reduktion der Last wie beim Energieverbrauch, das heisst 15 Prozent, dann wird die Last zur Mittagszeit an Werktagen im Jahr 2050 zwischen 6.7 GW und 7.3 GW liegen.

Damit ergibt sich eine resultie-

rende Leistungsbandbreite von -2.7 GW bis 8.2 GW (siehe *Tabelle 6*). Wie gezeigt wurde, steht dem mindestens eine Pumpenleistung von 3.6 GW gegenüber. Damit fehlen nach Realisierung der jetzt im Bau befindlichen Pumpspeicherkapazitäten für die maximale Einspeisung immer noch 3.7 GW werktags bis 4.6 GW sonntags. In den Energieperspektiven 2050 werden die Projekte Lago Bianco und Grimsel 3 ebenfalls als realisiert in die Rechnung aufgenommen, sodass sich in diesem Fall die Überschusseinspeisung um total 5.3 GW auf 2.0–2.9 GW reduziert. Ein Nettoausbau der Laufwasserkraft würde die Überschussleistung zusätzlich steigern.

3.4.3 Fazit

Der Tag/Nacht-Effekt ist mit erheblichen Unsicherheiten verbunden. Er wird das Stromsystem im Sommer aber zeitweise stark belasten. Bereits eine einzelne sehr strahlungsreiche Woche führt zu einem Engpass in den Oberbecken. Diese können erst wieder mit unterdurchschnittlichen Strahlungswerten auf durchschnittliche Niveaus gebracht werden. Gleichzeitig kann in den Mittagsstunden die Überschussenergie nicht aufgenommen werden, da auch nach Ausbau der Pumpspeicherprojekte zu wenig Leistung vorhanden ist.

3.5. Minuten-Effekt

Beim Minuten-Effekt geht es um Abweichungen gegenüber dem beim Netzbetreiber eingereichten Fahrplan zur Stromeinspeisung, also Änderungen gegenüber der am Vortag erwarteten Produktion aus Photovoltaik und Wind aufgrund von 1) nicht vorhergesehenen Wetterwechseln oder 2) aufgrund von kurzfristigen regionalen und lokalen Wetterereignissen, beispielsweise Gewittern mit Böen und verdecktem Himmel. Beide Fälle können auf den Tag-/Nacht-Effekt zurückgeführt werden, wobei sich die Frage stellt, ob a) genügend Wasser in den Oberbecken vorhanden ist, um den Ausfall aufgrund von schweizweit erwarteten Produktionsausfällen decken zu können oder b) genügend Wasser in den Unterbecken ist, um den Überschuss aufgrund von schweizweit erwarteten Produktionsüberschüssen hochpumpen zu können.

4. Schlussfolgerungen und Ausblick

4.1. Schlussfolgerungen

Die Analyse der verschiedenen Effekte zeigt, dass der saisonale Effekt für Speicherkraftwerke und der Tag/Nacht-Effekt für Pumpspeicherkraftwerke bei der Umsetzung der Energiestrategie 2050 zu technischen Herausforderungen führen werden. In beiden Fällen kann das Jahr 2050 als Referenzjahr gewählt werden; beim saisonalen Effekt, weil das Jahr 2035 realistischerweise nicht alleine durch Ausbau der Speicherkraftwerke bewältigt werden kann und beim Tag/Nacht-Effekt, weil die Produktion von Strom aus Photovoltaik und Wind noch zu gering sein wird, um das System ernsthaft zu belasten.

Beim saisonalen Effekt sind 3 TWh zusätzlicher Speicher notwendig, was technisch machbar ist. Beim Tag/Nacht-Effekt werden in einer Woche netto bis 370 GWh an Überschussstrom produziert werden. Die heutigen Speichervolumina der Oberbecken vermögen eine solche strahlungsreiche Woche nicht zu bewältigen. Hier müsste eine Kombination von Ausbauten der Unter- und Oberbecken anvisiert werden, je nachdem, welche Becken limitierend sind. Längere Schlechtwetterperioden dürften hingegen kein Problem sein, da der Nachfrageüberschuss im Vergleich zum Produktionsüberschuss gering ist und höhere Mengen an Strom aus Laufwasser produziert werden. Bei der Leistung zeigt sich, dass selbst mit den heute im Bau stehenden und konkret geplanten Pumpspeicherkraftwerken in den Sommermittagsstunden bis 2.9 GW fehlen, um den Überschuss nutzen zu können. Da die Unsicherheiten beim Tag/Nacht-Effekt gross sind, bleiben zusätzliche Investitionen weiterhin stark risikobehaftet.

4.2. Ausblick

Alle Überlegungen wurden mit Systemgrenze Schweiz gemacht. Im Sommer dürfte der Überschuss in den Mittagsstunden in Deutschland und anderen europäischen Ländern erheblich sein. Von diesem Überschuss kann die Schweiz allerdings nicht profitieren, da sie ihre eigenen Überkapazitäten bewirtschaften muss. An Tagen mit Nachfrageüberschüssen wird sie ebenfalls kaum auf das Ausland zurückgreifen, da sie Energie aus den gefüllten Oberbecken wird nutzen müssen.

Speicher- und Pumpspeicherausbauten können für die Versorgung im Jahr 2050 einen wichtigen Beitrag leisten, technisch vermutlich sogar den ganzen. Der wirtschaftliche Betrieb ist aber mit heutigem Marktdesign mit grossen Unsicherheiten verbunden, was die Investitionsbereitschaft weiter hemmen wird.

Bei den Abschätzungen wurde angenommen, dass die Nachfrage dem Szenario «Neue Energiepolitik» folgt, das von einem Rückgang des Stromverbrauchs ausgeht. Viele Nachfrageszenarien unterstellen allerdings weiterhin einem substanziellen Wachstum (VSE, 2012; *Kehlhofer et. al*, 2014). Dies hat zur Konsequenz, dass sich der saisonale Effekt deutlich akzentuiert, während sich der Tag/Nacht-Effekt im Sommer bei Überschusssituationen leistungs- und energieseitig abschwächen wird. Noch problematischer als die steigende Stromnachfrage dürfte die in zahlreichen Publikationen unterstellte steigende Last sein (*Kehlhofer et. al*, 2014). Dann wird sich die Sicherung der Winterversorgung nochmals verschärfen, da der hohen Last eine geringe Leistungsverfügbarkeit aus Photovoltaik und Laufwasser gegenübersteht.

Danksagung

Der Autor dankt für die kritische Durchsicht des Manuskripts namentlich: *Roger Pfammatter*, Geschäftsführer SWV, sowie *Peter Quadri* von der Geschäftsstelle swisselectric.

Literatur

BFE, 2012: Wasserkraftpotenzial der Schweiz: Abschätzung des Ausbaupotenzials der Wasserkraftnutzung im Rahmen der Energiestrategie 2050. Bern.

BFE, 2014a: Statistik der Wasserkraftanlagen 2014. Bern.

BFE, 2014b: Stand der Wasserkraftnutzung in der Schweiz am 1. Januar 2014. Bern.

Electrowatt-Ekono, 2004: Ausbaupotenzial der Wasserkraft. Zürich.

R. Kehlhofer, D. Orzan, C. Russi: La sécurité de l'approvisionnement en électricité en Suisse est-elle en danger?, in «VSE Bulletin» 08/2014.

Pfammatter R., 2012: Ausbaupotenzial Wasserkraft im Alpenraum; SAB-Tagung «Energiewende – Chance für Berggebiete».

R. Pfammatter, M. Piot, 2014: Situation und Perspektiven der Schweizer Wasserkraft, in «Wasser Energie Luft», 106. Jahrgang, Heft 1/2014.

Prognos, 2012: Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050. Energienachfrage und Elektrizitätsangebot in der Schweiz 2000–2050. Basel.

A. Schleiss, 2012: Talsperrenerhöhungen in der Schweiz: energiewirtschaftliche Bedeutung und Randbedingungen, in «Wasser Energie Luft», 104. Jahrgang, Heft 3/2012.

Umweltdepartement, 2014: Entwicklungskonzept Sihlsee (EKS), Bericht. Schwyz.

VSE, 2012: Wege in die neue Stromzukunft, Baden.

Anschrift des Verfassers

Michel Piot, Geschäftsstelle swisselectric, Bern, michel.piot@swisselectric.ch