

Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende in Deutschland

Autor(en): **Piot, Michel**

Objektyp: **Article**

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

Band (Jahr): **105 (2013)**

Heft 1

PDF erstellt am: **12.07.2024**

Persistenter Link: <https://doi.org/10.5169/seals-941538>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. Sie besitzt keine Urheberrechte an den Inhalten der Zeitschriften. Die Rechte liegen in der Regel bei den Herausgebern.

Die auf der Plattform e-periodica veröffentlichten Dokumente stehen für nicht-kommerzielle Zwecke in Lehre und Forschung sowie für die private Nutzung frei zur Verfügung. Einzelne Dateien oder Ausdrucke aus diesem Angebot können zusammen mit diesen Nutzungsbedingungen und den korrekten Herkunftsbezeichnungen weitergegeben werden.

Das Veröffentlichen von Bildern in Print- und Online-Publikationen ist nur mit vorheriger Genehmigung der Rechteinhaber erlaubt. Die systematische Speicherung von Teilen des elektronischen Angebots auf anderen Servern bedarf ebenfalls des schriftlichen Einverständnisses der Rechteinhaber.

Haftungsausschluss

Alle Angaben erfolgen ohne Gewähr für Vollständigkeit oder Richtigkeit. Es wird keine Haftung übernommen für Schäden durch die Verwendung von Informationen aus diesem Online-Angebot oder durch das Fehlen von Informationen. Dies gilt auch für Inhalte Dritter, die über dieses Angebot zugänglich sind.

Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende in Deutschland

Michel Piot

Zusammenfassung

Im April 2012 erhielt die Prognos AG vom Weltenergieerat Deutschland den Auftrag, die Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende in Deutschland zu untersuchen. Auf Grund der topographischen Gegebenheiten und der damit verbundenen grossen Wasserkraftpotenziale lag der Schwerpunkt der Untersuchung auf den Partnerländern Schweiz, Österreich und Skandinavien. Der Autor hatte die Gelegenheit in dieser Begleitgruppe mitzuarbeiten und gibt nachfolgend einen Überblick über das Thema im Allgemeinen und über das Vorgehen und die Resultate der Studie von Prognos im Speziellen. Dabei wird in diesem Artikel der Fokus auf die Verbindung des deutschen und skandinavischen Marktes gelegt, indem aufgezeigt wird, wie gross das energetische Potenzial von Interkonnektoren zwischen Deutschland und Norwegen ist und wie deren Wirtschaftlichkeit abgeschätzt werden kann.

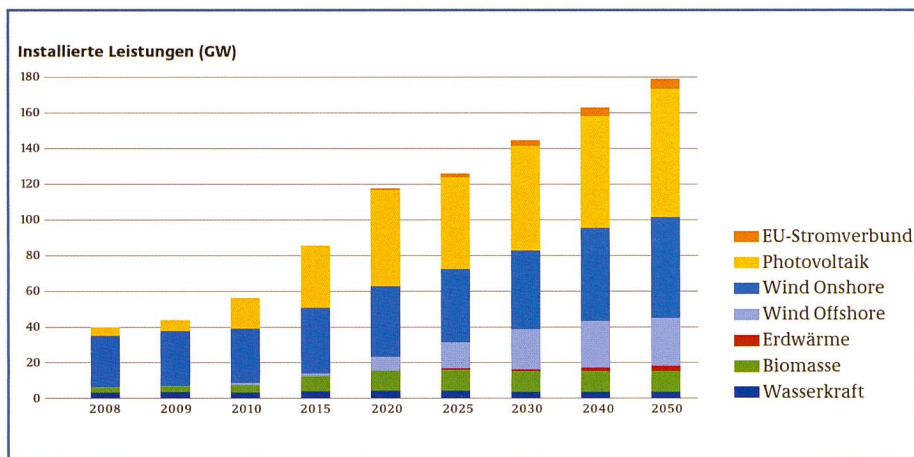


Bild 1. Ausbauszenario für erneuerbare Energien in Deutschland bis 2050 inklusive anteilige Leistung des Imports aus erneuerbaren Energien gemäss Szenario 2011 A. Quellen: Bild [4], Szenariodefinition und Datenquelle [12].

	Photovoltaik	Windenergie	Wasserkraft	Geothermie
Kurzfristige Fluktuationen ^a	sehr hoch	extrem hoch	kaum	keine
Mittelfristige Fluktuationen ^b	sehr hoch	extrem hoch	gering	keine
Langfristige Fluktuationen ^c	hoch	sehr hoch	meist gering	keine
Variationen Jahresstromerz.	gering	hoch	hoch	keine
Tagesgang	sehr ausgeprägt	wenig ausgeprägt	nicht vorhanden	keine
Jahresgang	sehr ausgeprägt	kaum ausgeprägt	teilweise ausgeprägt	keine

^a im Minutenbereich; ^b im Stundenbereich; ^c im Tagesbereich.

Bild 2. Zeitliche Charakteristik erneuerbarer Stromerzeugung. Quelle: [11].

1. Ausgangslage und langfristige Ziele Deutschlands

Deutschland hat in den letzten 20 Jahren grosse Anstrengungen vollzogen, um den Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch zu steigern. Vor allem dank grossen Fortschritten bei der Nutzung der Windenergie an Land konnte Deutschland einen Teil des grossen technischen Potenzials im Norden des Landes erschliessen. Die Förderung der Photovoltaik in den letzten Jahren hat weiter dazu beigetragen, dass der Anteil der erneuerbaren Energien am Stromverbrauch heute bei 20 Prozent liegt. Gemäss dem Leitszenario der Bundesregierung soll im Jahr 2050 der Anteil mindestens bei 80 Prozent liegen. Bei diesem Ausbauszenario steigt die installierte Leistung von

heute 166 GW auf rund 230 GW im Jahre 2050, die der erneuerbaren Energien von 65 GW auf rund 180 GW (siehe Bild 1). Im gleichen Zeitraum nimmt die installierte Leistung der konventionellen Kraftwerke von 101 GW auf 50 GW ab, während die abgeschätzte Jahreshöchstlast konstant bei 75 GW bleibt [6].

Da die Produktion von Strom aus Windanlagen und Photovoltaik teilweise mit extrem hohen Fluktuationen verbunden ist (siehe Bild 2), stellen sich mit dem Ausbau der Nutzung der Windenergie und Photovoltaik vier grosse Herausforderungen: erstens müssen genügend Kraftwerks- und Speicherkapazitäten vorhanden sein, um bei wenig Produktion der fluktuierenden erneuerbaren Energien über längere Zeit – man spricht auch von

«dunkler Flaute» – die Nachfrage jederzeit decken zu können. Zweitens müssen sehr flexible Kraftwerkskapazitäten in das Stromversorgungssystem integriert sein, um rasch auf die kurz- und mittelfristigen Fluktuationen reagieren zu können, die trotz verbesserter meteorologischer Modelle überraschend eintreten und stark ausfallen können. Drittens muss bei zu hoher Produktion das Überangebot abgeführt werden können und viertens müssen grosse Leistungen an fluktuierenden erneuerbaren Energien bereitgestellt werden, damit als Folge der geringen Volllaststunden im Jahresdurchschnitt die Anteilsziele der Regierung erreicht werden können.

Zwei Begriffe sind in diesem Zusammenhang von Wichtigkeit: erstens die

spezifische gesicherte Leistung, die Auskunft gibt «über den prozentualen Anteil der installierten Leistung, der unter Berücksichtigung von zum Beispiel geplanten und ungeplanten Ausfällen, Revisionen oder bei fluktuierenden erneuerbaren Energien der Wetterabhängigkeit zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast für die Lastdeckung gesichert zur Verfügung steht» [3] und damit auch abhängig ist vom unterstellten Niveau der Versorgungssicherheit. In der Netzstudie der Deutschen Energie-Agentur [2] wird die Methode zur Berechnung der gesicherten Leistung von Windanlagen ausführlich beschrieben. Basierend auf Modellrechnungen wird gezeigt, dass die spezifische gesicherte Leistung der Windanlagen bei isolierter Betrachtung Deutschlands mit zunehmender installierter Leistung von Windanlagen abnimmt. In einer Sensitivitätsanalyse wurden zudem die spezifischen gesicherten Leistungen in Abhängigkeit verschiedener Niveaus der Versorgungssicherheit bestimmt. Dabei zeigt sich, dass das «gewählte Niveau der Versorgungssicherheit die Werte für die spezifische gesicherte Leistung der Windanlagen zum Zeitpunkt der Jahreshöchstlast nur geringfügig beeinflusst» [2] und in der Grössenordnung von zwischen sechs und sieben Prozent liegt.

In einem von der Europäischen Union unterstützten Projekt wurden die Vorteile eines ausgebauten europäischen Netzes kombiniert mit verbessertem Marktdesign auf die Integration der Windenergie untersucht. In dieser Studie konnte gezeigt werden, dass ein europäisches Netz zu einer deutlichen Zunahme der gesicherten Leistung (capacity credit) führt und zwar von heute zwischen sieben bis acht Prozent auf neun bis 14 Prozent abhängig von der Grösse der vernetzten Region [20]. Trotz dieser potenziellen Verbesserung der gesicherten Leistung blei-

ben die oben aufgezählten Herausforderungen bestehen.

Zweitens die Residuallast, die definiert ist als Differenz zwischen der nachgefragten Leistung und der fluktuierenden Einspeisung von nicht steuerbaren Kraftwerken. Ist die Residuallast positiv, so muss die restliche Nachfrage mit steuerbaren Kraftwerken gedeckt werden und/oder mittels Demand-Side-Management-Massnahmen reduziert werden. Ist sie negativ, braucht es entweder verfügbare Speicherkapazitäten, die die Energie aufnehmen können und/oder eine Steigerung der Nachfrage. Eine Abschaltung der Produktion aus fluktuierenden Quellen möchte man vermeiden, da die variablen Kosten der Produktion beinahe Null sind. Mit zunehmendem Ausbau der Leistung fluktuierender Technologien löst der Begriff der Residuallast die bisherige klassische Unterscheidung zwischen Band- und Spitzenenergie ab.

Als Folge des starken Zubaus von Windanlagen und Photovoltaik muss man in Deutschland auf der einen Seite damit rechnen, dass im Jahr 2030 in rund 1100 Stunden eine negative Residuallast anfällt, bis 2050 könnten es sogar 2200 Stunden sein, wobei die Überschussleistung in einzelnen Stunden auf 60 GW ansteigt und sich die Überschussproduktion auf 38 TWh aufsummiert, was immerhin acht Prozent des deutschen Stromverbrauchs im Jahr 2050 entspricht [6] (siehe Bild 5). Auf der anderen Seite kann es in ganz Europa ungefähr einmal pro Jahrzehnt mehrere Wochen windstill sein [9]. In solchen Fällen hilft eine Steigerung der elektrischen Übertragungskapazitäten nicht, vielmehr muss die Stromversorgung dann mit flexibler Produktion oder mit Langzeitspeichersystemen gesichert werden. Da die Speicherthematik also zunehmend an Bedeutung gewinnt, werden im nachfol-

genden Kapitel einige Speichertechnologien vorgestellt, die zur Bewältigung der negativen und positiven Residuallast beitragen können. Für einen umfassenden Überblick wird auf [9] verwiesen.

2. Speichertechnologien

Speichertechnologien lassen sich nach verschiedenen Kriterien klassifizieren, wobei Bild 3 eine Differenzierung nach der Dauer der Verfügbarkeit und gespeicherten Energieform zeigt. Das Energiezu-Leistungs-Verhältnis (energy to power ratio, E2P) setzt die gespeicherte Energie ins Verhältnis zur installierten Leistung. Ausgehend davon wird in [9] unterschieden zwischen Kurzzeit- mit einem E2P von weniger als 0.25 Stunden, Mittelzeit- mit einem E2P von 1–10 Stunden und Langzeittechnologien mit E2P-Werten von 50–500 Stunden.

Für längere Zeitperioden, also für Monats- bis Saisonspeicherung kommen nur grosse Wasserspeichersysteme oder die Elektrolyse von Wasser für die Produktion von Wasserstoff und nachgelagert Methan in Betracht. «Alle anderen Speichertechnologien, einschliesslich Druckluftenergiespeicher, wären aufgrund der hohen Kosten im Verhältnis zur Kapazität und der niedrigen Auslastungsrate extrem teuer» [9].

2.1 Pumpspeicherkraftwerke

In einem Gutachten [8] im Auftrag der österreichischen Verbund AG wird dargelegt, dass Pumpspeicherkraftwerke die «mit Abstand kostengünstigste und effizienteste grosstechnische Speichertechnologieoption sind und im Gegensatz zu allen anderen grosstechnischen Speichertechnologien moderate Investitionskosten, lange Lebensdauer und hohe Wirkungsgrade vereinen».

In Deutschland sind die möglichen Standorte für neue Pumpspeicherkraftwerke stark eingeschränkt. Ende September 2008 hat die Schluchseewerk AG im Schwarzwald allerdings Pläne für das neue Pumpspeicherkraftwerk Atdorf im Hotzenwald vorgelegt. Dieses Kraftwerk sollte eine Leistung von 1400 MW haben, und wäre mit einem Investitionsvolumen von EUR 1.6 Mrd. verbunden. Im November 2012 wurde das Projekt der Energiekonzerne RWE und EnBW allerdings gestoppt [10]. Dies zeigt den Widerspruch zwischen der Notwendigkeit des Speicherausbaus und der momentanen Situation auf dem europäischen Strommarkt, der betriebswirtschaftlich wenig Anreize setzt, grosse Investitionen in nicht subventionierte Anla-

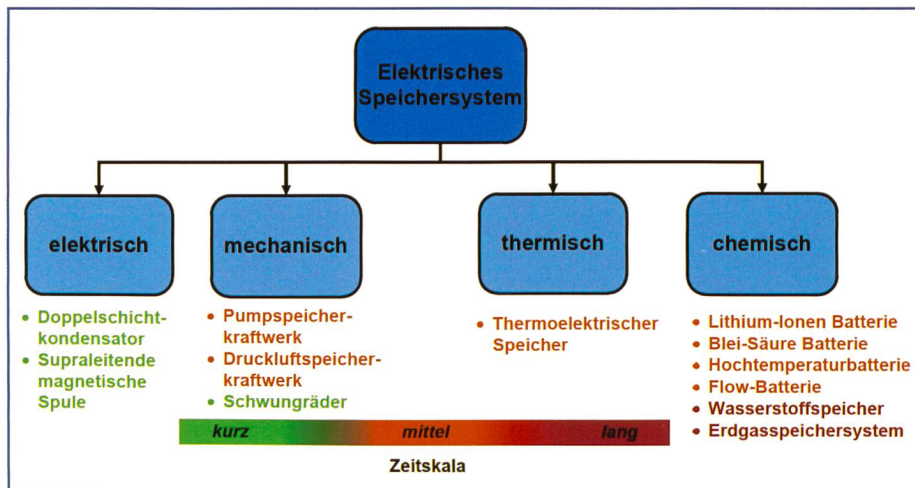


Bild 3. Klassifizierung von Energiespeichertechnologien. Quelle: [9].

gen zu tätigen. Dies ist umso bedauernder, weil die Schluchseewerke zwei Studien in Auftrag gegeben haben ([1], [19]), die beide zum Schluss kommen, dass das Pumpspeicherkraftwerk Atdorf einen erheblichen volkswirtschaftlichen Nutzen bringt: nebst der Vermeidung des Abregels von erneuerbarer Stromerzeugung, kann das Pumpspeicherwerk zu einer Verringerung des Bedarfs an Spitzenlastkapazitäten führen und zwar über das Mass der installierten Turbinenleistung hinaus, was zu einer Reduktion der volkswirtschaftlichen Kosten der Stromerzeugung und der CO₂-Emissionen führt. Weiter wurden im Gutachten der Deutschen Energie-Agentur [1] zwei kritische Engpassituationen im Stromnetz aufgrund hoher Windenergieeinspeisung bei hoher Stromnachfrage untersucht. Die Simulation hat für beide Situationen gezeigt, dass die Überlastung mehrerer Stromleitungen durch den Einsatz des Pumpspeicherwerks erheblich reduziert werden könnte.

Pumpspeicherwerke weisen im Vergleich zu Gasturbinen-Kraftwerken, die grundsätzlich auch Regelenergie liefern können, zahlreiche Vorteile auf. Unter anderem haben sie eine Hochlaufzeit aus dem Stillstand von nur zirka 15 Sekunden – gegenüber zirka zwei Minuten – und beim Schwarzstart eine deutlich höhere Zuverlässigkeitsrate, da sie mehrheitlich ohne externe elektrische Leistung oder Spannungsvorgabe rein manuell gestartet werden können [1].

2.2 Power to Gas: Wasserstoff

Bei diesem Speichersystem wird während des Ladevorgangs mit Strom mittels Elektrolyse Wasserstoff erzeugt, der verdichtet und zum Beispiel in Salzkavernen oder Spezialtanks gelagert wird. Beim Entladevorgang kann der Wasserstoff verwendet werden, um Verbrennungsturbinen anzutreiben oder Brennstoffzellen zu speisen. Der Vorteil liegt in den geringen spezifischen Kosten des Speichers, da die Energiedichte des komprimierten Wasserstoffs hoch ist, nachteilig ist allerdings der geringe Wirkungsgrad von unter 40 Prozent. Momentan sind gemäss [9] keine Wasserstoff-Energiespeichersysteme in grossem Massstab in Betrieb, weil beim gegenwärtigen Stand der Marktdurchdringung von erneuerbaren Energien die Kapazität der konventionellen Backup-Stromerzeugung oder die indirekte Speicherung (siehe unten) viel billiger sind. Wasserstoffspeicher werden grössere Bedeutung erlangen für Stromsysteme mit sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energie von 80 bis 100 Prozent. Als

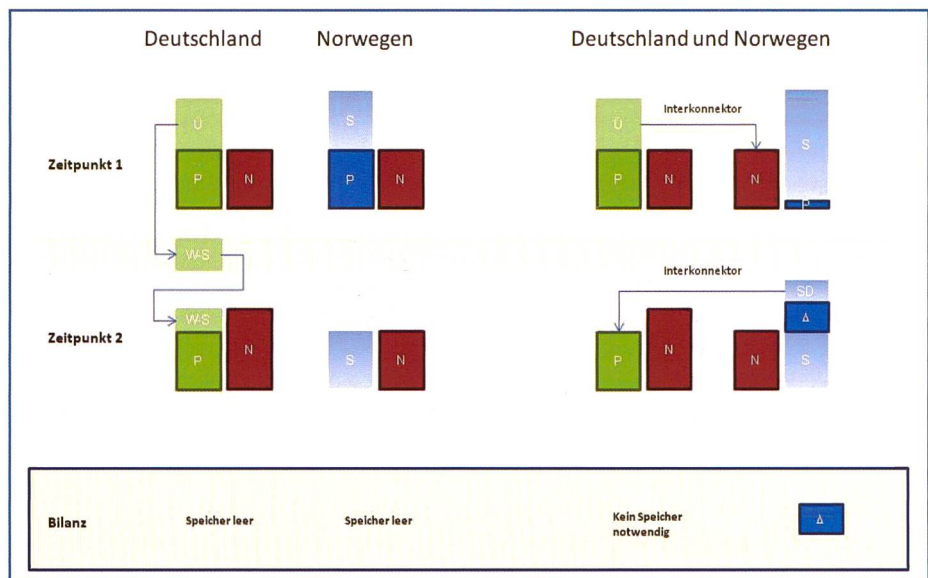


Bild 4. Funktionsweise zweier unabhängiger Märkte mit eigener Speicherung (links) und zweier verbundener Märkte mit indirekter Speicherung (rechts). Abkürzungen: N: Nachfrage, P: Produktion, S: Wasserspeicher, SD: Speicher für Deutschland, Ü: Überschuss, W-S: Wasserstoff-Speicher, Δ: Speicherreserve. Eigene Darstellung.

Alternative kann der Wasserstoff statt in Kavernen im Erdgasnetz gespeichert werden, wobei auf Grund der gegenwärtigen Industriestandards, die erlaubte Konzentration auf wenige Prozent begrenzt ist.

Gemäss [4] sind die bestehenden Erdgasspeicher mit 23.5 Milliarden Kubikmetern die grössten Energiespeicher Deutschlands und gleichen sowohl tages- als auch jahreszeitliche Verbrauchsspitzen aus. Porenspeicher dienen der Deckung des saisonalen Grundlastbedarfs an Erdgas, während Salzkavernenspeicher in ihrer Ein- und Ausspeicherrate leistungsfähiger sind als Porenspeicher und daher besonders für die tageszeitliche Spitzenlastabdeckung geeignet sind.

2.3 Power to Gas: Methanisierung

Anstelle der Wasserstoff-Speicherung kann auch synthetisches Erdgas gespeichert werden. Es wird mit dem Fischer-Tropsch-Verfahren aus Wasserstoff und Kohlendioxid hergestellt. Das Endprodukt Methan ist der Hauptbestandteil von Erdgas und ist somit mit der bestehenden Erdgas-Infrastruktur vollständig kompatibel, so dass es ohne Einschränkung in das Erdgasnetz eingespeist werden kann. Das deutsche Gasnetz könnte dann zum Zweck der Mittel- und Langzeitspeicherung genutzt werden. Nachteilig bei der Methanisierung sind die hinzukommende Verringerung des Wirkungsgrades und die zusätzlichen Kosten. [9]

3. Indirekte Speicherung

Bei den obigen Technologien resultieren durch die Speicherung der Energie teil-

weise erhebliche Wirkungsgradverluste. Ziel der indirekten Speicherung ist die Vermeidung dieser Verluste. Das Prinzip wird in Bild 4 dargestellt: auf der linken Abbildungshälfte sind Deutschland und Norwegen nicht miteinander verbunden: Zum Zeitpunkt 1 produziert Deutschland einen Überschuss auf Grund guter Witterungsbedingungen bei durchschnittlicher Nachfrage. Dieser wird zum Beispiel in einem Wasserstoff-Speichersystem mit einem Wirkungsgrad von weniger als 40 Prozent eingelagert. Norwegen deckt seine Nachfrage vollständig mit eigener Wasserkraft ab. Zum Zeitpunkt 2 ist die Nachfrage in Deutschland überdurchschnittlich und die Produktion durchschnittlich, so dass der Speicher eingesetzt werden muss. Norwegen deckt seine Nachfrage wiederum mit Wasserkraft ab. Zieht man Bilanz, so haben beide Länder leere Speicher. Auf der rechten Abbildungshälfte sind Deutschland und Norwegen durch Interkonnektoren miteinander verbunden. Der Überschuss Deutschlands dient direkt zur Nachfragedeckung Norwegens, so dass Norwegen selber nur noch einen kleinen Teil aus Speichern bereitstellen muss und damit die Speicherreserven hoch halten kann. Zum Zeitpunkt 2 deckt Deutschland seine positive Residuallast mit Speicherkapazitäten aus Norwegen. Zieht man Bilanz, so hat Norwegen einen beachtlichen Teil des Speichers noch gefüllt und Deutschland braucht keinen eigenen Speicher.

Basierend auf diesen Grundüberlegungen ergeben sich zwei Fragestellungen, die den Kern der Studie von Prognosen [6] bilden: Wie können erstens eine untere

Grenze für das energetische Potenzial der indirekten Speicherung und zweitens die Wirtschaftlichkeit von Interkonnektoren abgeschätzt werden? Zur ersten Frage ist eine Fallunterscheidung vorzunehmen:

- i) Negative Residuallast in Deutschland: Wie viel Überschussleistung können die Partnerländer mindestens aufnehmen? Dazu ist die Überschussleistung Deutschlands mit der Mindestlast in den Partnerländern zu vergleichen.
- ii) Positive Residuallast in Deutschland: Wie viel Leistung können die Partnerländer mindestens zur Verfügung stellen? Dazu ist die Residuallast Deutschlands mit der verfügbaren Reserveleistung bei Maximallast in den Partnerländern zu vergleichen.

3.1 Wasserkraft in den Partnerländern

Zum Ausbaupotenzial der Wasserkraft in der Schweiz wird an dieser Stelle auf die Artikel [13] und [16] verwiesen, für Österreich auf die Studie [14]. Auf die indirekte Speicherung zwischen Deutschland und den Alpenländern wird nicht weiter eingegangen.

Norwegen weist ein theoretisches Wasserkraftpotenzial von rund 600 TWh auf, davon dürften gut 200 TWh wirtschaftlich nutzbar sein. 124 TWh davon werden heute genutzt, 50 TWh sind in Schutzgebieten und damit nicht nutzbar. Somit bleibt ein ausschöpfbares Ausbaupotenzial von knapp 30 TWh. Die Leistung aus Wasserkraft könnte unter marginalen ökologischen Auswirkungen von knapp 30 GW auf 33–35 GW erhöht werden, mit etwas grösseren Eingriffen wären Ausbauziele von 10–20 GW denkbar. [15]

Die jährliche Produktion schwankt als Folge der Witterungsverhältnisse beträchtlich. So lag der Spitzenwert bei 142 TWh im Jahre 2000, während im Jahr 2003 nur 106 TWh produziert wurden, was zu einem erheblichen Importbedarf geführt hat. Dies war aber kein Einzelfall wie die Daten der Vergangenheit aufzeigen [18]. Der skandinavische Markt ist gut organisiert, vernetzt und weist insgesamt ein breit diversifiziertes Produktionsportfolio auf, so dass sich die skandinavischen Länder in den meisten Situationen ausheilen können. Da aber eine hohe Korrelation zwischen den Niederschlagsmustern Norwegens und Schwedens besteht, können in trockenen Jahren in Norwegen Engpassituationen auftreten, da Schweden in solchen Jahren nur geringe Exportmengen zur Verfügung stellen kann. In diesen Fällen muss Norwegen auf seine grossen

Speicherreservoirs, die als Backup-Kapazitäten dienen, zurückgreifen. Diese weisen allerdings eine Auffülldauer von drei bis vier Jahren auf [15]. Es liegt somit auch im Interesse Norwegens, die Anbindung an andere Märkte und damit die Versorgungssicherheit zu verbessern.

3.2 Energetisches Potenzial der indirekten Speicherung

Fall i): Die Mindestlast in Norwegen betrug im Jahr 2010 gut 8 GW, in Schweden lag sie sogar noch leicht darüber. Damit kann auch unter Berücksichtigung von Must-Run-Kapazitäten – meist konventionelle Kraftwerke, die in Betrieb sein müssen, um Systemdienstleistungen bereitstellen zu können – eine erhebliche Importleistung aufgenommen werden, für Skandinavien schätzt Prognos rund 10–13 GW. Da in Zeiten des Überschusses in Deutschland die Preise auf dem deutschen Markt tiefer sein dürften als in Skandinavien besteht zudem ein wirtschaftlicher Anreiz für den Import aus Deutschland.

Fall ii): Die Maximallast lag in Norwegen und Schweden im Jahr 2010 bei 49 GW. Bei einer regelbaren installierten Leistung von 65 GW ergibt sich somit eine Differenz von 16 GW die genutzt werden könnte, um Strom nach Deutschland zu exportieren. Davon fallen auf der einen Seite auf Grund von füllstandsbedingten Einschränkungen der Wasserkraft, Knappheiten im Übertragungsnetz sowie zu erwartenden Kraftwerksausfällen substanzielle Mengen weg. Prognos schätzt für einen normalen Winter eine Leistungsreserve von gut 6 GW in Norwegen und Schweden. Auf der anderen Seite dürfte als Folge des Ausbaus der Interkonnektoren und der Lieferung von Überschussstrom nach Skandinavien die zur Verfügung stehende Reserveleistung in Skandinavien als Folge der höheren Füllstände einzelner Wasserkraftwerke steigen, so dass die nutzbare Leistung höher ist. Prognos erachtet alles in allem eine Leistungsaufnahme von 12 GW als realistisch.

3.3 Wirtschaftlichkeit von Interkonnektoren

Der Bau von Interkonnektoren zwischen Deutschland und Norwegen ist aus unternehmerischer Sicht nur dann wirtschaftlich, wenn die Erlöse aus dem Betrieb der Interkonnektoren die Kosten übersteigen. Dabei ist zu unterscheiden zwischen regulierten und nicht-regulierten Interkonnektoren: regulierte werden über öffentlich kontrollierte Netznutzungsentgelte finanziert, nicht-regulierte erzielen ihre

Erlöse durch die Ausnutzung von Strompreisdifferenzen in den zwei verbundenen Marktgebieten. Die Kosten für einen Interkonnektor werden zu rund 90 Prozent von den Investitionskosten bestimmt, dazu kommen noch Kosten für die Instandhaltung und den Betrieb sowie Kosten für die Transportverluste.

Es existieren zwei Projekte für Interkonnektoren zwischen Deutschland und Norwegen: das erste Projekt NorGer wurde 2006 entwickelt, an dem ursprünglich auch die Elektrizitätsgesellschaft Laufenburg (EGL) mit einem Sechstel beteiligt war. NorGer sollte als reines Handelskabel betrieben werden und von Regulatorauflagen befreit sein. Die Gesellschaft würde sich somit ausschliesslich aus den Preisdifferenzen zwischen den beiden Märkten finanzieren. Auf Grund von behördlichen Auflagen hat das Konsortium im Jahre 2011 seine Anträge an die EU-Kommission und die Bundesnetzagentur zurückgezogen [7] und in der Folge hat EGL seinen Anteil an das norwegische Energieunternehmen Statnett verkauft. 2007 wurde das zweite Projekt NORD.LINK von Statnett und Transpower (heute TenneT TSO) initiiert: ein Hochspannungsgleichstrom-Übertragungskabel mit einer Gesamtlänge von 640 Kilometern, wobei das Seekabel zirka 530 Kilometer lang sein soll. Im Gegensatz zu NorGer wäre NORD.LINK ein reguliertes Seekabel, das heisst es wäre über öffentlich kontrollierte Netznutzungsentgelte finanziert. Die geplante Kapazität beträgt rund 1400 MW, das Investitionsvolumen liegt bei rund EUR 2 Mrd. und die Fertigstellung war für 2016 geplant. Gemäss [5] dürfte sich die Inbetriebnahme auf Grund von dringend notwendigen Netzverstärkungen auf norwegischer Seite auf 2018–2021 verzögern und auch die Kapazität wird neu auf 1000 MW veranschlagt. Im Jahre 2010 hat die norwegische Energiebehörde zudem von NORD.LINK und NorGer eine gemeinsame Planung für die Meeranbindung in Norwegen gefordert, was zur Folge hat, dass vorerst höchstens eines der beiden Projekte realisiert werden dürfte.

3.3.1 Methode 1: Marktpreisdifferenzen
Bei der ersten Methode der Wirtschaftlichkeitsrechnung wird von einem Handelskabel ausgegangen. Prognos rechnet bei 1400 MW und EUR 1400 pro kW mit EUR 2 Mrd. Investitionen, so dass der Kabelbetreiber bei einer Verzinsungserwartung von acht Prozent pro Jahr und einer Abschreibedauer von 20 Jahren einen jährlichen Überschuss von rund EUR 200 Mio.

erwirtschaften muss. Nimmt man an, dass das Kabel das ganze Jahr mit voller Leistung genutzt wird, dann müssen sich Erträge von rund EUR 16 pro MWh ergeben, das heisst die Preisdifferenz zwischen dem deutschen und skandinavischen Markt muss EUR 16 pro MWh betragen, unter Berücksichtigung von Netzverlusten von rund 10 Prozent liegt die geforderte Differenz bei EUR 18 pro MWh. Auch wenn diese Spreads aus heutiger Sicht durchaus realistisch erscheinen, ist die Abschätzung der Wirtschaftlichkeit nur basierend auf der Entwicklung der Preisunterschiede zwischen den Märkten stark risikobehaftet, da die regulatorischen Rahmenbedingungen heute unsicher sind: so ist nicht klar, ob sehr hohe Preisspitzen als Knappheitssignale zugelassen werden oder ob diese durch Leistungsreserven verhindert werden. Im Weiteren führt eine Zusammenführung der beiden Märkte tendenziell zu einer Reduktion der Preisunterschiede was die Wirtschaftlichkeit dämpft.

3.3.2 Methode 2: Kostenvergleich mit alternativen Speichertechnologien

Die zweite Methode schätzt die Wirtschaftlichkeit auf dem Umweg über die alternativen Nutzungsmöglichkeiten des Überschussstromes ab. Dabei handelt es sich um eine sehr vereinfachte Näherung, die aber aufzeigt, welches Potenzial in der Anbindung von Deutschland mit Norwegen stecken kann. Geht man davon aus, dass langfristig die mittleren Stromgestehungskosten EUR 90 pro MWh betragen werden und die Methanisierung einen Wirkungsgrad von einem Drittel aufweist, dann hat der Überschussstrom einen oberen Wert von EUR 30 pro MWh. Errichtet man stattdessen einen Interkonnektor dann beträgt der Ertrag für die Nutzung des Überschussstroms also etwa EUR 60 pro MWh. Prognos berücksichtigt in ihren Abschätzungen weiter, dass dank der Verbindung zweier Märkte die Reservekapazitäten in Deutschland reduziert werden könnten, so dass ein zusätzlicher Nutzen von EUR 250 pro kW für zukünftige Kabelprojekte resultiert, was bei einer entsprechenden Gutschrift zu Nettoinvestitionskosten von EUR 1150 pro kW für den Interkonnektor führt. Bei gleichen betriebswirtschaftlichen Annahmen wie in Methode 1 ergibt sich damit eine Mindestnutzungsdauer des Interkonnektors von 1900 Stunden pro Jahr. Damit könnten mindestens 4 GW (Bild 5 schwarze Linie) oder knapp 8 TWh Überschussstrom von Deutschland nach Norwegen abgeführt werden.

In Skandinavien werden die er-

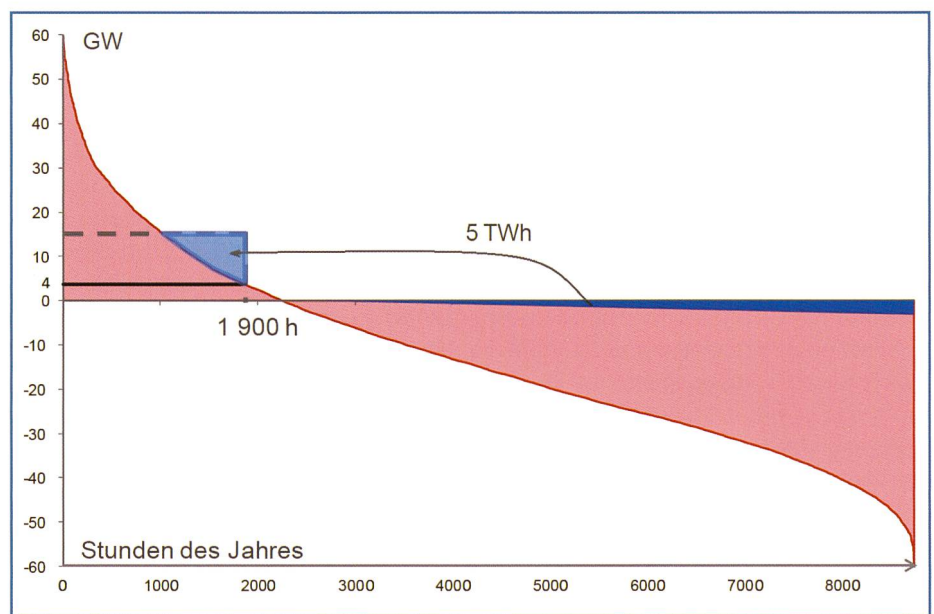


Bild 5. Jahresdauerlinie der Residuallast in Deutschland im Jahr 2050. Sie zeigt, während wie vielen Stunden im Jahr (x-Achse) eine bestimmte Überschussleistung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien (y-Achse) überschritten wird. Positive Werte entsprechen einer negativen Residuallast (Überschussstrom), negative Werte einer positiven Residuallast. Dargestellt ist das wirtschaftliche Potenzial der Interkonnektorenleistung durch Nutzung von deutschem und skandinavischem Überschussstrom im Jahr 2050. Quelle: [6], bearbeitet.

neuerbaren Energie ebenfalls ausgebaut und der grösste Teil des erwarteten Überschussstromes dürfte nicht zeitgleich mit dem Überschuss in Deutschland anfallen, da in Skandinavien wenig Photovoltaik gebaut wird und die Windanlagen zwischen 500 und 1000 Kilometer von den deutschen Windanlagen entfernt sind und damit zeitversetzt den Grossraumwetterlagen ausgesetzt sind. Damit kann die Nutzung der Interkonnektoren und die Wirtschaftlichkeit weiter verbessert werden. Unterstellt man einen Import nach Deutschland von 5 TWh (Bild 5 blaue Fläche), dann erhöht sich gemäss Prognos das Potenzial von Interkonnektoren auf 15 GW (Bild 5 grau gestrichelte Linie). Zieht man die bereits heute installierte Leistung von 3 GW über Dänemark ab, ergibt sich langfristig ein Ausbaupotenzial von bis zu 12 GW.

4. Schlussfolgerungen und Bezug zur Schweiz

Die Verbindung des deutschen und skandinavischen Marktes durch Interkonnektoren kann dazu beitragen, dass ein substanzieller Teil der Überschussenergie Deutschlands direkt und folglich mit geringen Wirkungsgradverlusten genutzt werden kann. Dabei handelt es sich allerdings um langfristige Projekte deren mögliche Realisierungen erst am Anfang stehen und mit zahlreichen Unsicherheiten verbunden sind. Wie obige Abschätzungen zeigen, kann damit aber nur ein Teil des

Überschussstromes abgenommen werden und die Überschussleistung bleibt in einzelnen Stunden nach wie vor hoch. Somit hat Deutschland nebst indirekter Speicherung weitere Speichertechnologien auch im Kurz- und Mittelzeitbereich zu erschliessen.

Die Schweiz baut momentan ihre Pumpspeicherkapazitäten stark aus. Damit kann sie bereits in wenigen Jahren äusserst flexibel bei der Bewältigung der positiven und negativen Residuallast aus Deutschland einen Beitrag leisten, was angesichts der sehr hohen Fluktuationen der Windenergie und Photovoltaik gerade im Minuten- und Stundenbereich eine grosse Chance für die Pumpspeicherbetreiber und damit die Schweizer Wirtschaft ist.

Unverständlich ist es unter diesem Aspekt, dass die Schweiz laut darüber nachdenkt, ihre nachhaltige Stromversorgung und damit ideale Ausgangslage aufs Spiel zu setzen, indem sie sich in der Energiestrategie Ziele vorgibt, die einen massiven Ausbau der Photovoltaik und auch in geringerem Ausmass der Windenergie vorsieht. Damit würde sie die Strategie und die Entwicklung Deutschlands kopieren, was dazu führte, dass sie in fernerer Zukunft genau die gleichen Herausforderungen zu bewältigen hätte wie Deutschland, nämlich negative Residuallast im Sommer und im Gegensatz zu Deutschland in noch verstärktem Ausmass positive Residuallast im Winter, da die Schweiz weni-

ger Windanlagen erstellen könnte. Damit müssten die neuen Pumpspeicherkapazitäten verstärkt für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit in der Schweiz eingesetzt werden. Diese Entwicklung ist bedauernd, da sie nicht aus einer Notlage entsteht. Vielmehr müsste es für ein kleines Land wie die Schweiz erstrebenswert sein, eine sinnvolle Ergänzung mit alternativen Geschäftsmodellen auf dem europäischen Strommarkt bieten zu können. Das Potenzial wäre zweifellos vorhanden, droht nun aber auf Grund von staatlichen Interventionen und Subventionen wegzubrechen.

Literatur

- [1] *Deutsche Energie-Agentur*. 2010. Analyse der Notwendigkeit des Ausbaus von Pumpspeicherwerken und anderen Stromspeichern zur Integration der erneuerbaren Energien.
- [2] *Deutsche Energie-Agentur*. 2005. dena-Netzstudie: Energiewirtschaftliche Planung für die Netzintegration von Windenergie in Deutschland an Land und Offshore bis zum Jahr 2020.
- [3] *Deutsche Energie-Agentur*. 2012. Integration der erneuerbaren Energien in den deutsch-europäischen Strommarkt – Endbericht.
- [4] *Deutsche Energie-Agentur*. 2012. Integration erneuerbaren Stroms in das Erdgasnetz: Power to Gas – eine innovative Systemlösung für die Energieversorgung von morgen entwickeln.
- [5] *Entso-E*. 2012. TYNDP 2012: Regional Investment Plan North Sea – Final.

[6] *Ess F., L. Haefke, J. Hobohm, F. Peter, M. Wunsch*. 2012. Bedeutung der internationalen Wasserkraft-Speicherung für die Energiewende. Prognos.

[7] *Frankfurter Allgemeine Zeitung*. Rückschlag für das Nordsee-Stromkabel. 11.04.2011. <http://m.faz.net/aktuell/wirtschaft/wirtschaftspolitik/erneuerbare-energie-rueckschlag-fuer-das-nordsee-stromkabel-1621451.html> (abgerufen 29.01.2013).

[8] *Frontier Economics*. 2011. Effiziente Stromspeicher brauchen effiziente Rahmenbedingungen – Gutachten im Auftrag der Verbund AG.

[9] *Fuchs G., B. Lunz, M. Leuthold, D. Saurer* 2012. Technologischer Überblick zur Speicherung von Elektrizität. Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe, RWTH Aachen.

[10] *Gassmann M*. Grossinvestitionen für Energiewende auf Wiedervorlage. Financial Times Deutschland 14.11.2012.

<http://www.ftd.de/unternehmen/industrie/windparks-grossinvestitionen-fuer-energie-wende-auf-wiedervorlage/70117999.html> (abgerufen 14.01.2013).

[11] *Kaltschmitt M., W. Streicher, A. Wiese*. 2006. Erneuerbare Energien: Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte. Springer, 4. Auflage.

[12] *Nitsch J. et al.* 2012. Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – Schlussbericht.

[13] *Pfammatter R*. 2012. Wasserkraftpotenzial

der Schweiz – eine Auslegeordnung. «Wasser Energie Luft» 1-2012.

[14] *Pöyry*. 2008. Wasserkraftpotenzialstudie Österreich – Endbericht.

[15] *Rondeel W. G. J.* 2012. Hydro Electricity and Storage Capabilities in Norway – can they be useful for Europe? In: Energiewende – Aspekte, Optionen, Herausforderungen. Deutsche Physikalische Gesellschaft.

[16] *Schleiss A*. 2012. Talsperreenerhöhungen in der Schweiz: energiewirtschaftliche Bedeutung und Randbedingungen. «Wasser Energie Luft» 3-2012.

[17] *Statistical Yearbook of Norway 2011*. 2011 Potential, operational and not operational hydro power. <http://www.ssb.no/english/yearbook/2011/tab/tab-028.html> (abgerufen 23.01.2013).

[18] *Statistics Norway*. Electricity statistics: Production, imports, exports and consumption of electricity. http://www.ssb.no/elektrisitetaar_en/tab-2012-03-29-03-en.html (abgerufen 23.01.2013).

[19] *Sterner M. et al.* 2010. Energiewirtschaftliche Bewertung von Pumpspeicherwerken und anderen Speichern im zukünftigen Stromversorgungssystem. Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik (IWES).

[20] *TradeWind*. 2009. Integrating Wind: Developing Europe's power market for the large-scale intergration of wind power.

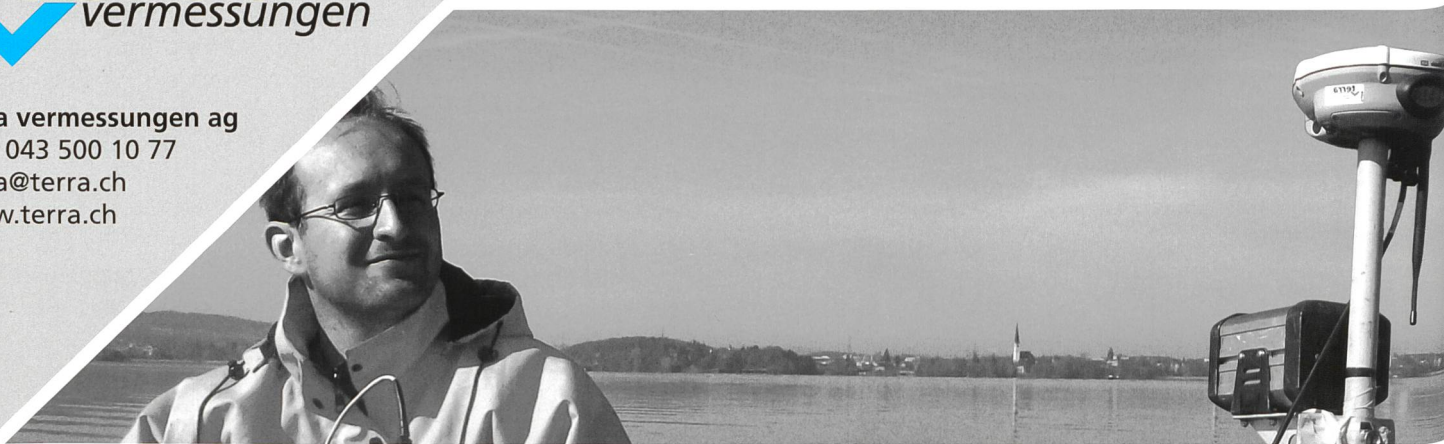
Anschrift des Verfassers

Dr. *Michel Piot*, Public Affairs, swisselectric
Postfach 7950, CH-3001 Bern
michel.piot@swisselectric.ch
www.swisselectric.ch

terra
vermessungen

terra vermessungen ag
Tel.: 043 500 10 77
terra@terra.ch
www.terra.ch

Unsere Referenz – Rundum zufriedene Kunden



HYDROGRAPHIE | STRÖMUNGSMESSUNG | SEEGRUNDKARTIERUNG