

# **Entwicklung des Speicherbedarfs im Laufe des Ausstiegs aus der Kernenergie unter der Annahme, dass die Photovoltaik 70% des Atomstroms ersetzt**

Roger Nordmann, Nationalrat, Präsident Swissolar

Jan Remund, dipl. Natw. ETH, Meteotest

24.9.2012

## Zusammenfassung

Ein Szenario, das den Atomstrom zu 70% durch Solarenergie ersetzt, ist realistisch und möglich, ohne die Versorgungssicherheit im Winter zu gefährden, sofern die übrigen 30% durch Windkraft und Biomasse gedeckt werden.

Der zusätzliche Speicherbedarf für das Winterhalbjahr bleibt moderat, da sich die Sonnenenergie und die Produktion der Laufwasserkraftwerke in der saisonalen Variabilität gut ergänzen. Im Gegensatz zur Wasserkraft ist die Produktion der Photovoltaik im Februar, März und April sehr hoch, sodass die hydroelektrische Produktionskapazität der Stauwerke auf die Wintermonate konzentriert werden kann.

Konkret könnten Mühleberg, Beznau 1 + 2 sowie Gösgen mit einer nur mässigen Steigerung des Speichervermögens (+ 15%) oder des Stromhandels mit dem Ausland (+ 20%) stillgelegt werden. Dabei würde der Anteil des Solarstroms am Gesamtverbrauch bei 19% liegen (12 TWh). Für den Ersatz von Leibstadt mit denselben Massnahmen und für die Erreichung von 18 TWh Solarstrom muss entweder der Ein- und Ausfuhrsaldo um 50% erhöht, die Speicherkapazität um 30% aufgestockt oder eine moderate Unterstützung durch fossile Energieträger mithilfe der Wärmekraftkoppelung (2.5 TWh Strom/Jahr) in Betracht gezogen werden.

Der laufende Ausbau der Pumpspeicherung gewährleistet den Ausgleich der entsprechenden Leistungspeaks bei der Solarenergie.

Im Anhang wird der Beweis geführt, dass die Wirtschaftlichkeitskrise der Pumpkraftspeicherprojekte wahrscheinlich ein vorübergehendes Phänomen ist, da in Deutschland heute die solare Stromproduktion die täglichen Verbrauchsspitzen abdeckt.

## Inhalt

1	Einführung: Versorgung im Winter und Glättung im Sommer .....	3
2	Saisonaler Speicherbedarf bleibt dank gegenseitiger Ergänzung von Solarenergie und Wasserkraft moderat.....	4
3	Wichtigste verwendete Parameter für die simulierte Ablösung der Kernenergie.....	5
4	Der saisonale Speicherbedarf heute .....	7
5	Erster Meilenstein: Abschaltung Mühleberg und Beznau 1 + 2 .....	9
6	Zweiter Meilenstein: Schliessung von Gösgen .....	10
7	Dritter Meilenstein: Stilllegung von Leibstadt und damit Ausstieg aus der Kernkraft.....	11
8	Ausgleich der Leistungsspitzen im Sommer während der dritten Etappe .....	12
9	Schlussfolgerung.....	13
10	Anhang 1: Die Krise der Pumpkraftspeicherung ist vorübergehend .....	17
11	Anhang 2: Abbildungsverzeichnis.....	19

# 1 Einführung: Versorgung im Winter und Glättung im Sommer

Aufgrund der stärkeren Sonneneinstrahlung im Sommer könnte die Steigerung der Solarenergieerzeugung zu höheren Einfuhrmengen im Winter und zu mehr Exporten im Sommer führen. Im vorliegenden Bericht wird das Ausmass dieser Steigerung in Bezug auf den Einfuhr-Ausfuhrsaldo analysiert sowie die zur Beibehaltung der heutigen Saldi notwendige Speicherkapazität berechnet. Dabei wird von der Annahme ausgegangen, dass die Atomenergie durch die gleiche Menge an erneuerbare Energieträger ersetzt wird.

Des Weiteren beleuchtet dieser Bericht das Problem der im Sommer notwendigen täglichen Speicherung der PV-Produktionsspitzen zur Tagesmitte bei starkem Ausbau der Solarenergie.

Die Situation wird anhand des schrittweisen Ausstiegs aus der Atomenergie geprüft, der in der Energiestrategie 2050 des Bundesrates vorgesehen ist. Unter Berücksichtigung einer Betriebsdauer von 50 Jahren für die Kernkraftwerke entwirft der Bundesrat drei Etappen:

- 1) Meilenstein 1: Abschaltung des ersten Drittels der Atomproduktion um das Jahr 2020 (Mühleberg und Beznau 1 + 2)
- 2) Meilenstein 2: Schliessung von Gösgen, d. h. des zweiten Drittels der nuklearen Produktion um 2029
- 3) Meilenstein 3: Stilllegung von Leibstadt und damit Ausschaltung aller Kernkraftwerke im Jahr 2034.

Während jedem dieser drei Meilensteine wird gemäss der Annahme dieses Berichts die stillgelegte Kernenergie jeweils vollständig durch erneuerbare Energieträger ersetzt, und zwar wie folgt aufgeteilt: 70% Solarenergie<sup>1</sup>, 15% Windenergie und 15% Biomasse. Beim entworfenen Szenario stellt die Solarenergie nach vollzogenem Ausstieg 28% der Stromproduktion sicher. Es wird davon ausgegangen, dass der Strombedarf konstant bleibt.

Mithilfe von Simulationen werden diese drei Etappen jeweils mit der heutigen Situation verglichen. Die Berechnungen beruhen auf der effektiven Stromerzeugung und dem monatlichen Energieverbrauch für die Jahre 2008 bis 2011<sup>2</sup>. Die Stromproduktion durch erneuerbare Energieträger wird basierend auf zwischen 2008 und 2011 erhobenen meteorologischen Daten simuliert (Wind und Sonneneinstrahlung am Boden). Bei der Biomasse wird angenommen, dass im Winter etwas mehr produziert wird, da ein Teil davon vom Sommer bis zum Winter gespeichert werden kann. Aufgrund der schwer vorhersehbaren Entwicklung wird die Klimaveränderung nicht berücksichtigt.

---

<sup>1</sup> Die 70% PV bestehen 51% PV im Mittelland und 19% in den Alpen.

<sup>2</sup> Berechnungen auf Basis der monatlich vom BFE erhobenen Daten in GWh für die Jahre 2008 bis 2011, siehe [http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00630/index.html?lang=de&dossier\\_id=00769](http://www.bfe.admin.ch/themen/00526/00541/00542/00630/index.html?lang=de&dossier_id=00769) sowie Jan Remund, Meteotest, für die PV und Windkraft.

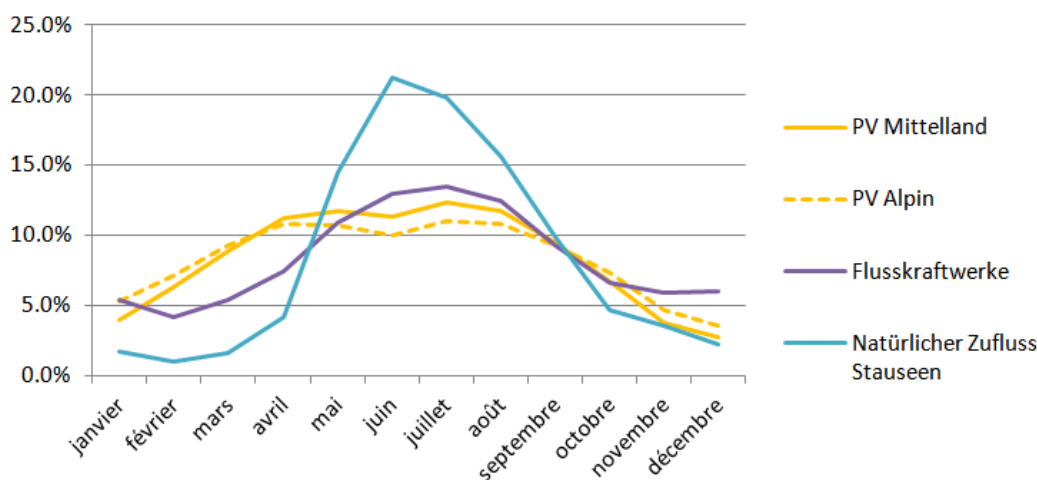
## 2 Saisonaler Speicherbedarf bleibt dank gegenseitiger Ergänzung von Solarenergie und Wasserkraft moderat

Zusammen mit den saisonbedingten Verbrauchsschwankungen stellt das jahreszeitliche Produktionsprofil der verschiedenen Technologien den wichtigsten Faktor für die Ermittlung des saisonalen Speicherbedarfs dar. Da Solarenergie und Wasserkraft im Sommer mehr produzieren als im Winter, weisen sie ähnliche saisonale Eigenschaften auf. Daraus könnte man schliessen, dass bei einer Erhöhung der Solarstromproduktion auf das Niveau der Laufkraftwerke auch die Speicherkapazität verdoppelt werden müsste. Gemäss den Berechnungen würde jedoch eine Erhöhung des Speichervermögens um 30% ausreichen, um die heutigen Einfuhr- und Ausfuhrsaldi beizubehalten. Daher steigt der Speicherbedarf nur moderat an.

Dieses überraschende, auf den nächsten Seiten beschriebene Ergebnis lässt sich hauptsächlich darauf zurückführen, dass die Leistungszunahme der Photovoltaik früher im Jahr beginnt als diejenige der Wasserkraft. Zudem weist die Solarproduktion eine etwas breitere Jahreskurve auf als die Wasserkraft – eine Eigenschaft, die im besonderen Masse auf die Photovoltaik in höheren Lagen zutrifft (wegen der Reflexionswirkung des Schnees). Auch liegt die niedrigste Leistung der Photovoltaik im Dezember, während die Wasserkraft im Februar ihren Tiefpunkt erreicht. Daher sind die „Flauten“ bei den beiden erneuerbaren Energieträgern zeitlich verschoben – Ähnlichkeiten und Unterschiede lassen sich den folgenden beiden Grafiken entnehmen.

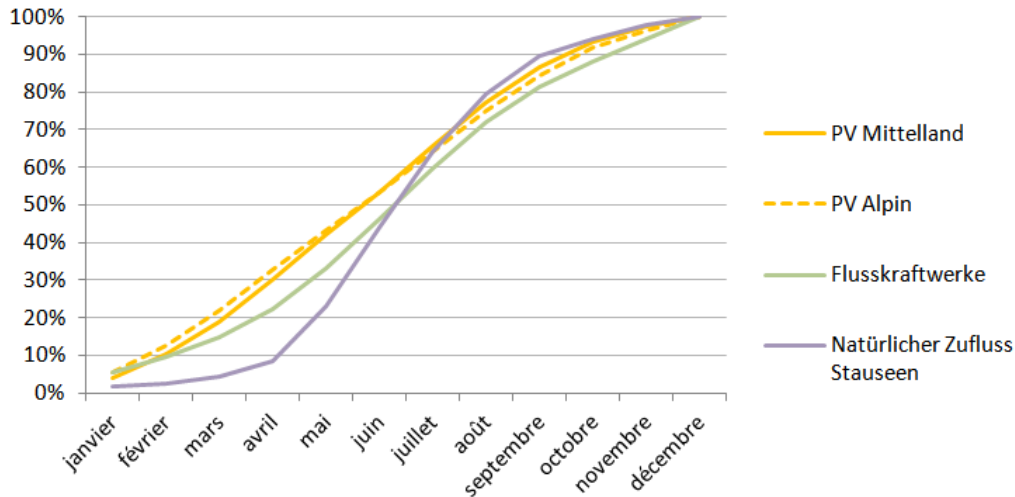
Aus der ersten Grafik wird deutlich, dass die PV-Produktion von Februar bis April höher ist als die der Laufwasserkraftwerke (Flusskraftwerke). In Zahlen ausgedrückt liefert die Solarenergie im Mittelland 8.8% ihrer Jahresproduktion im März, während sie bei den Laufwasserkraftwerken lediglich 5.4% ausmacht. Im Gegenzug ist die Leistung der Wasserkraft von November bis Januar, also in der ersten Winterhälfte, vergleichsweise stark. In Zahlen ausgedrückt liefert die Photovoltaik im Mittelland im Dezember nur 2.7% der Jahresmenge, gegenüber den 6% für die Laufkraftwerke. Im Sommer ist die Leistungsspitze beim Solarstrom etwas weniger hoch als diejenige der Flusswasserkraft und wesentlich kleiner als diejenige des natürlichen Zuflusses in die Stauseen.

**Abbildung 1: Aufteilung Jahresproduktion nach Technologie, Durchschnitt der Jahre 2008-2011**



Aus der zweiten Grafik, welche die Entwicklung der kumulierten Produktion zeigt, geht hervor, dass die Solarenergie bis Ende Mai bereits 43% der Jahresproduktion geliefert hat, gegenüber 33% durch die Flusskraftwerke.

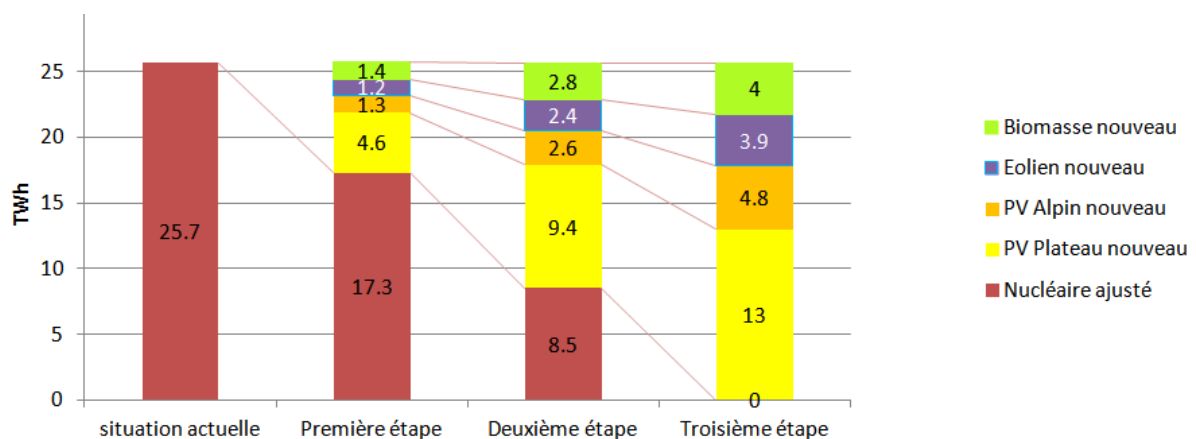
**Abbildung 2: Kumulierte Jahresproduktion nach Technologie, Durchschnitt der Jahre 2008-2011**



### 3 Wichtigste verwendete Parameter für die simulierte Ablösung der Kernenergie

Gemäss den Annahmen dieses Berichts erfolgt die Ablösung der Kernkraft durch die erneuerbaren Energieträger wie in Grafik 3 dargestellt.

**Abbildung 3: Ablösung der Kernkraft durch erneuerbare Energien**



Während der ersten Etappe übernimmt die Solarenergie 9% der landesweiten Stromversorgung. Im zweiten Meilenstein stellt sie 19% und im dritten Schritt 28% der Produktion sicher.

Natürlich ist die Aufteilung der Produktion auf Sommer und Winter bei allen Technologien entscheidend. Die Tabelle zeigt diese Anteile für die Jahre 2008 bis 2011 unter Berücksichtigung der effektiven Wetterdaten auf.

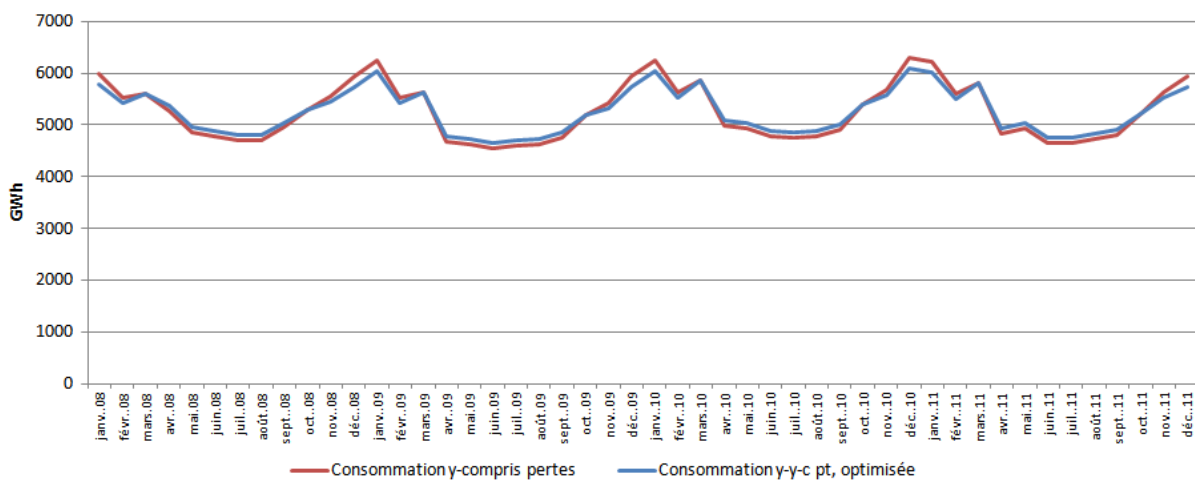
**Abbildung 4: Aufteilung der Produktion Sommer-Winter, 2008-2011**

	Anteilsmässige Stromerzeugung im Winterhalbjahr (1. Oktober bis 31. März)
Laufwasserkraftwerke	33.4%
PV Mittelland	32.2%
PV Alpin	37.4%
Biomasse (Annahme)	55.0%
Windkraft	59.6%
<i>Vergleich: geplante Wasserkraftprojekte (die zehn grössten &gt; 50 GWh/Jahr<sup>3</sup>)</i>	26.2%

Beim Verbrauch gehen wir von einer leichten Abflachung im Winter aus, die vollständig durch eine geringfügige Erhöhung im Sommerhalbjahr ausgeglichen wird. Während der ersten Etappe beträgt die Verbrauchsanpassung im Dezember höchstens 100 GWh, bei der zweiten 150 GWh und während der dritten Phase 200 GWh. Damit sollte der Verbrauch im Dezember um 1.7 bis 3.3% reduziert werden. Die laufende Sanierung von direkt mit Strom beheizten Gebäuden und die Klimaerwärmung lassen eine solche Entwicklung plausibel erscheinen. Zurzeit verbrauchen Stromheizungen mitten im Winter monatlich rund 1000 GWh. Die in Betracht gezogene Reduktion bleibt deshalb moderat, weil ein Teil der Einsparungen durch den Einsatz von Wärmepumpen aufgefangen wird. Die nächste Grafik zeigt die höchste Verbrauchskorrektur während der dritten Etappe der Umstellung (-200 GWh im Dezember).

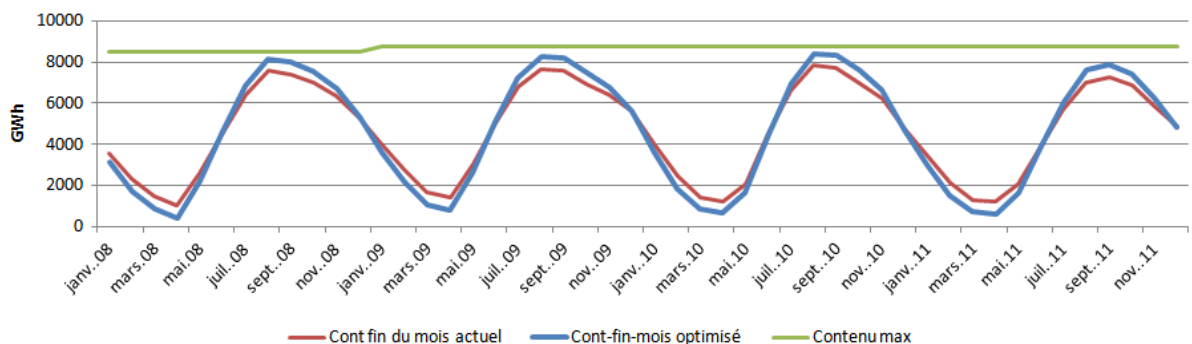
<sup>3</sup> Quelle: „Vergleich der zeitlichen Variabilität von Photovoltaik- und Laufwasser-Kraftwerken in der Schweiz, Untersuchung der täglichen, monatlichen und der saisonalen Variabilität“, Meteotest, im Auftrag von Swissolar

**Abbildung 5: Verbrauchsoptimierung**



Bereits für die erste Etappe wird eine verbesserte Nutzung des Speichervermögens durch die Verlagerung von 1200 GWh vom Sommer auf den Winter vorausgesetzt (die in den Stauseen gelagerte Energiemenge ist im August-September näher beim Höchstwert und im April näher beim Minimum). Die nachstehende Grafik veranschaulicht diese Korrektur.

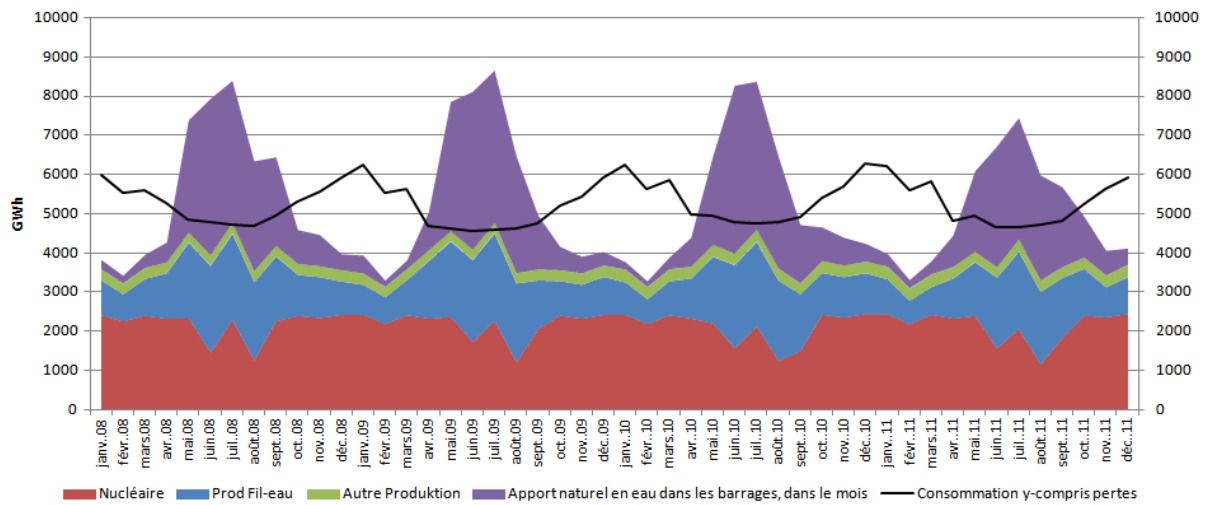
**Abbildung 6: Anpassung des Füllungsgrads von Stauseen**



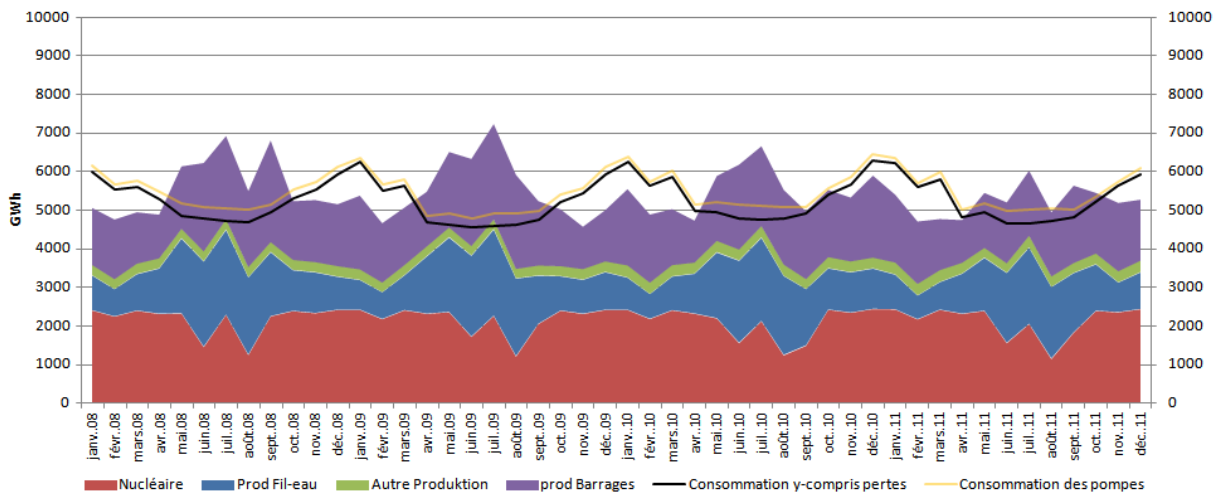
## 4 Der saisonale Speicherbedarf heute

In der nächsten Grafik zeigt die lila Kurve die Energieproduktion durch die Stauseen an, wenn der natürliche Zufluss während des laufenden Monats direkt zur Stromerzeugung verwendet würde – ohne Zwischenspeicherung. Der natürliche Zufluss in die Speicherseen weist auf Grund der Schneeeakkumulation und der Schmelze sehr hohe saisonale Schwankungen auf. Der Verlauf des Zuflusses weicht stark vom Verlauf des Verbrauchs ab.

**Abbildung 7: Stromerzeugung pro Monat vor Speicherung und Verbrauch ohne Pumpen (heutiger Stand)**



**Abbildung 8: Stromerzeugung nach Speicherung und Verbrauch inklusive Pumpen (heutiger Stand)**

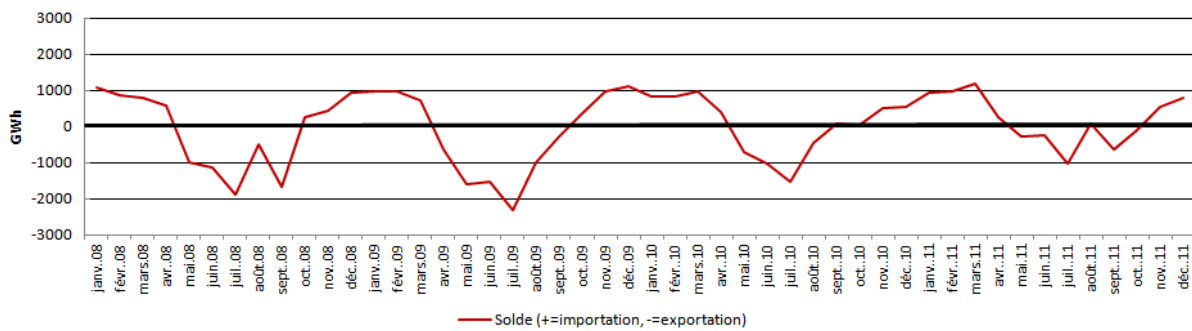


Glücklicherweise lässt sich das Wasser der unregelmässigsten Zuflüsse (im Hochgebirge) in Stauseen speichern, was eine Glättung der Stromerzeugung ermöglicht. Dies zeigt sich anhand des im Jahreszyklus schwankenden Pegelstands der Stauseen (auf Seite 7 dargestellt).

Trotz der grossen Schwankungen bei den gespeicherten Wassermengen besteht nach wie vor im Winter ein Defizit, das durch die Einfuhr gedeckt wird, während im Sommer ein Überschuss erzeugt wird, der ausgeführt werden muss (siehe nachstehende Grafik).



**Abbildung 9: Saldi (heutiger Stand)**

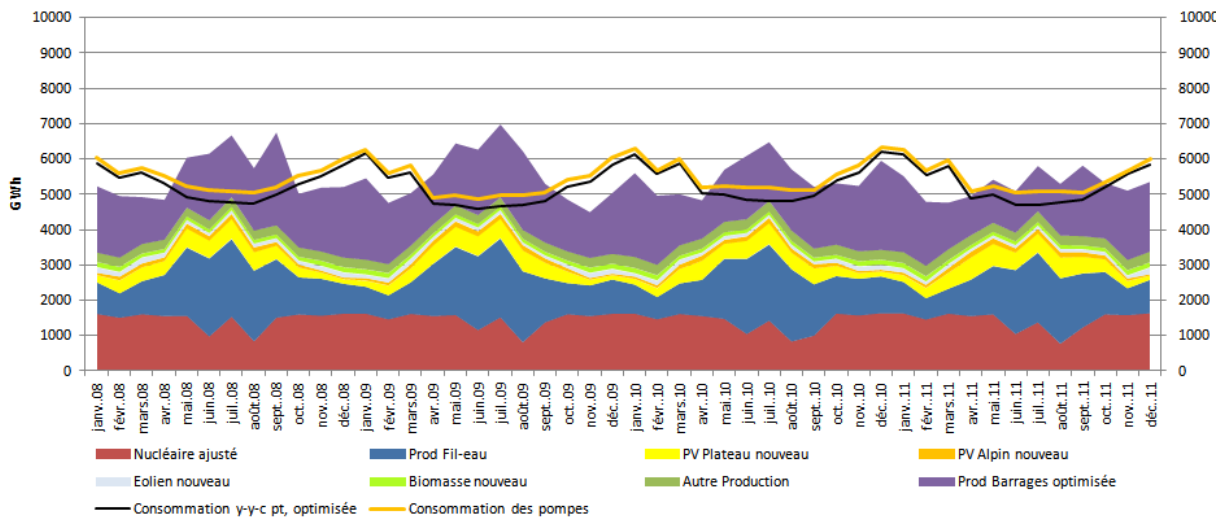


Um eine vollständige Versorgungsautarkie zu erreichen, müsste die saisonale Speicherkapazität um 4500 GWh erhöht werden (wovon 1000 GWh bereits heute bestehen, jedoch nicht für diesen Zweck genutzt werden). So müsste für eine vollkommen autarke Stromversorgung der Schweiz ein zusätzliches Speichervermögen von 3500 GWh gebaut werden (die heutigen Speicherkraftwerke könnten rund 8800 GWh Strom speichern).

## 5 Erster Meilenstein: Abschaltung Mühleberg und Beznau 1 + 2

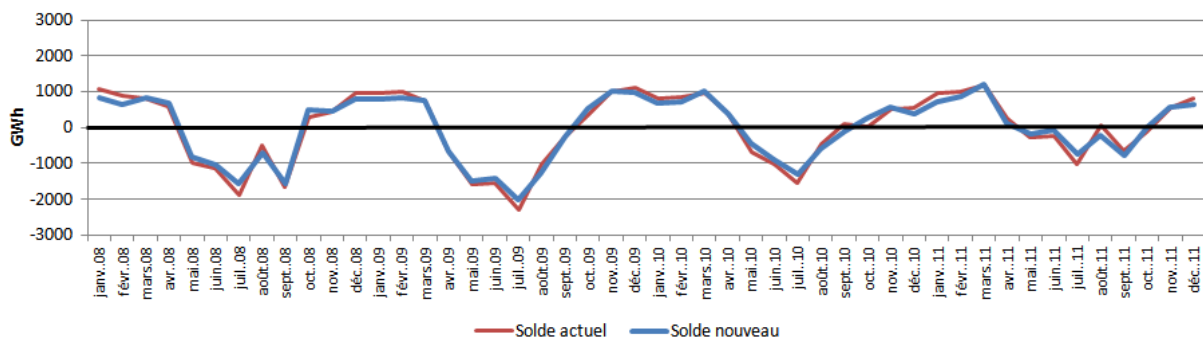
In der ersten Etappe ist die Steigerung der Stromerzeugung auf 9% PV kaum spürbar. Die saisonale Variabilität der Sonnenenergie wird durch die leichte Anpassung der winterlichen Verbrauchskurve nach unten und durch die optimierte Nutzung der Energiespeicher kompensiert.

**Abbildung 10: Stromerzeugung nach Speicherung, Meilenstein 1**



Wie aus der nächsten Grafik hervorgeht, nähert sich die Kurve ziemlich genau dem heutigen Verlauf der Stromimporte und -exporte an. Anfang Jahr wird sogar etwas weniger Strom eingeführt und in den letzten Monaten des Jahres etwas mehr. Dank der verschobenen Tiefstände bei der Stromerzeugung durch die Photovoltaik und die Flusskraftwerke erreicht man eine Glättung der Produktion. So unterscheidet sich die nachstehende Grafik nicht wesentlich von derjenigen unter Punkt 4.

**Abbildung 11: Vergleich der Saldi (Meilenstein 1)**



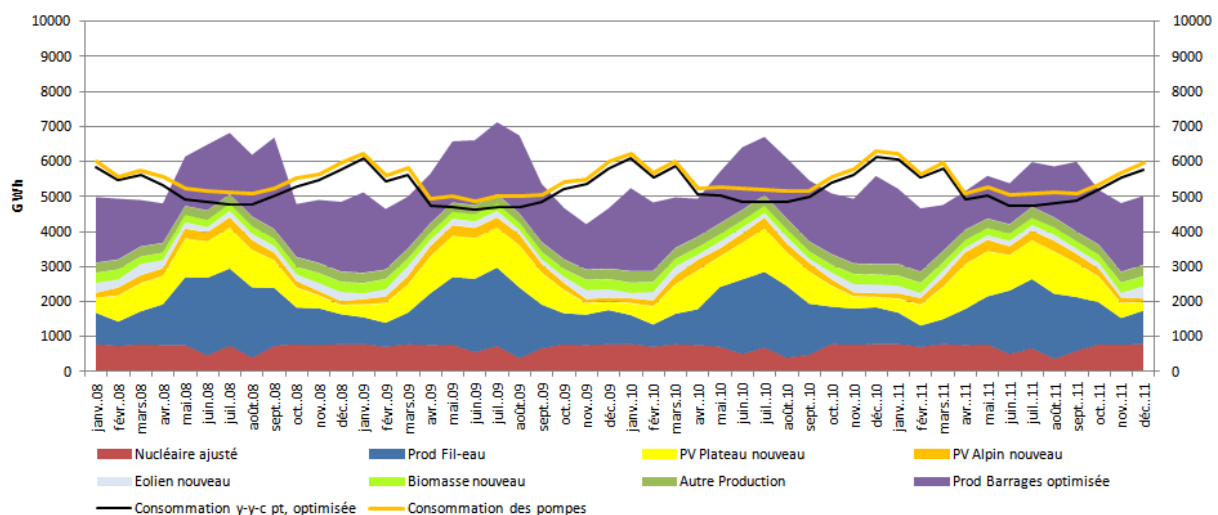
Um eine genaue Deckung mit der Kurve des Auslandhandels für die Jahre 2008-2011 zu erreichen, müsste die Speicherung lediglich um 200 GWh erhöht werden. Verglichen mit den insgesamt 8800 GWh, die bei vollen Stauseen verfügbar sind, entspricht dies rund 2%. Dies könnte durch eine Optimierung der heutigen Speichernutzung erreicht werden.

Daraus folgt, dass die Stilllegung der drei kleinsten Kernkraftwerke und die Übernahme von deren Stromerzeugung durch 70% Photovoltaik das saisonale Speicherproblem keineswegs verschärft. Es besteht keine Notwendigkeit, während des Winterhalbjahrs mehr einzuführen als bisher, noch braucht es den Einsatz eines Gaskraftwerks oder der Wärmekraftkoppelung.

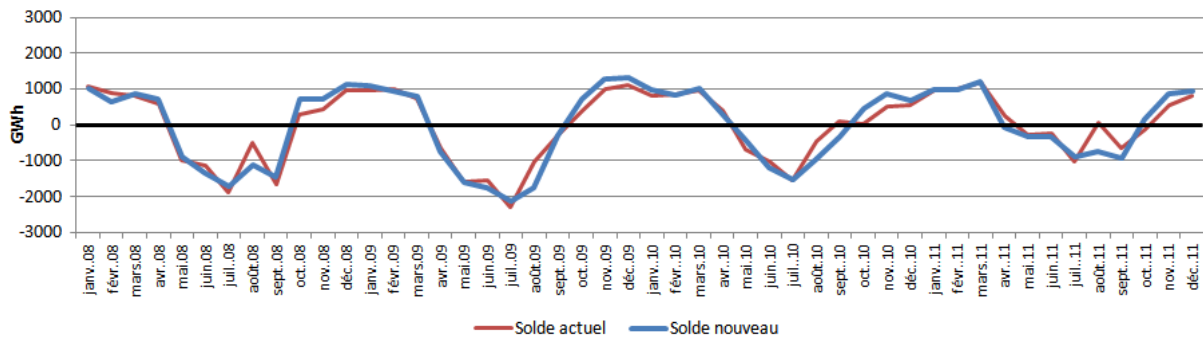
## 6 Zweiter Meilenstein: Schliessung von Gösgen

In dieser zweiten Etappe wirkt sich die saisonbedingte Variabilität der Sonnenenergie wesentlich stärker aus. Gemäss der Saldi-Kurve erhöhen sich die Ausfuhr im Sommer und die Einfuhr im Winter. Die Auslandhandelskurve nimmt um ca. 20% zu.

**Abbildung 12: Stromerzeugung nach Speicherung, Meilenstein 2**



**Abbildung 13: Vergleich der Saldi (Meilenstein 2)**



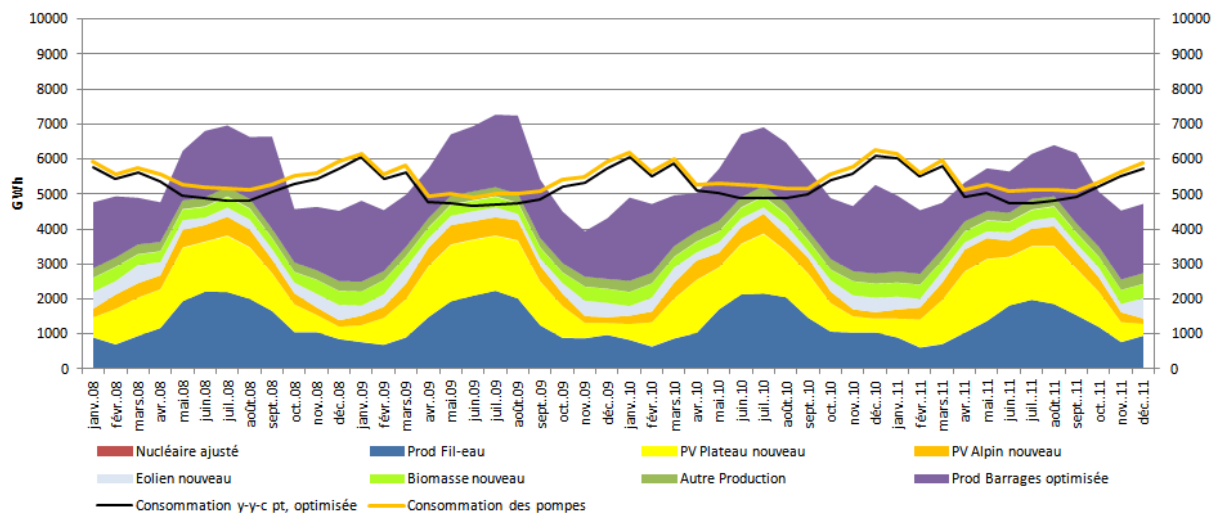
Soll die Einfuhrmenge im Winter auf dem heutigen Stand beibehalten werden, braucht es die Steigerung der Speicherleistung um ungefähr 1300 GWh für die Umlagerung vom Sommer auf den Winter. Dies entspricht einer Erhöhung des Speichervermögens um 15% oder einer Produktion durch fossile Energieträger im Winter (ca. 300 GWh fossile Energie zur Wintermitte, in Form von Wärmekraftkoppelung).

Eine Steigerung des Stromhandels mit dem Ausland um 20% könnte auch die Schliessung von Gösgen und den Ersatz durch 70% Solarenergie unter Beibehaltung der heutigen Speicher auffangen.

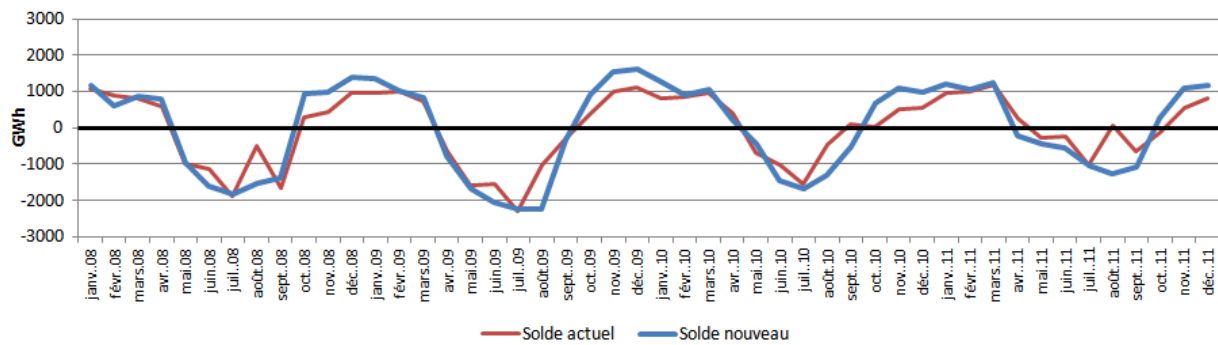
## 7 Dritter Meilenstein: Stilllegung von Leibstadt und damit Ausstieg aus der Kernkraft

Erst die im 2034 geplante Schliessung des letzten Kernkraftwerks wirkt sich erheblich auf die Einfuhr- und Ausfuhrsaldi aus.

**Abbildung 14: Stromerzeugung nach Speicherung, Meilenstein 3**



**Abbildung 15: Vergleich der Saldi (Meilenstein 3)**



Die heute in den Wintermonaten importierte Menge von etwa 1000 GWh erhöht sich auf 1500 GWh (+ 50%), ebenso die Ausfuhrmenge im Sommer. Um die Erhaltung der heutigen Auslandshandelskurve zu gewährleisten müsste die Speicherkapazität um 2600 GWh (+ 30%) erhöht oder im Winter monatlich rund 500 GWh fossiler Strom (Wärmeerkopplung) erzeugt werden.

## 8 Ausgleich der Leistungsspitzen im Sommer während der dritten Etappe

Im vorliegenden Bericht geht man davon aus, dass bei vollzogener Umstellung die Jahresproduktion durch Sonnenenergie 18 TWh beträgt. Voraussetzung dafür ist eine Nennleistung der Panels von insgesamt rund 18 GW. Erfahrungen haben gezeigt, dass an einem sehr sonnigen, wolkenlosen Sommertag die Gesamtleistung der Einspeisung bei höchstens 12 GW liegt. Diese Leistungsdifferenz ist auf die unterschiedliche Ausrichtung und Neigung der Panels sowie auf die Umwandlungsverluste vor der Einspeisung zurückzuführen. In Zukunft kann diese Leistungsspitze durch das „Peak-Shaving“<sup>4</sup> noch leicht entschärft werden, indem die Wechselrichter so programmiert werden, dass die Einspeisung auf 70% der Nennleistung der jeweiligen Panels herabgesetzt wird. Mit dem Peak-Shaving wird die maximale Einspeisung ins Netz auf 11 GW reduziert, wobei ein verstärkter Ausbau von nach Osten und Westen ausgerichteten Anlagen die tägliche Stromerzeugungskurve flacher und breiter machen könnte und den Peak weiter vermindern würde.

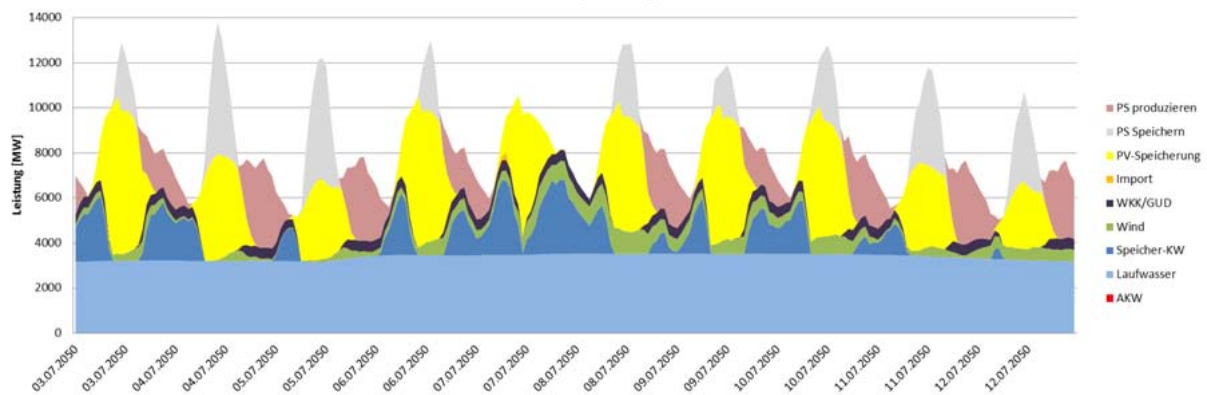
Diese Solarleistung von 11 GW wird ergänzt durch die kaum regulierbare Stromerzeugung der Flusskraftwerke in Höhe von 3 GW<sup>5</sup>, was eine potenzielle Höchstleistung von 14 GW ergibt. Diese Leistung muss zum Verbrauch im Sommer in Beziehung gesetzt werden: Dieser kann nämlich an einem Sommerwochenende auf 6 GW absinken. Die maximale Differenz, die es auszugleichen gilt,

<sup>4</sup> Peak-Shaving kann im Wechselrichter entweder fest programmiert oder über ein elektronisches Signal je nach Netzauslastung eingeschaltet werden. Obschon das Peak-Shaving auf nur 70% im Sommer massiv wirkt, führt es über das Jahr lediglich zu einem Produktionsverlust zwischen 3 und 5%. Das rührt daher, dass die Produktion durch die Solaranlagen während höchstens ein paar Dutzend Stunden pro Jahr die 70% Nennleistung übersteigt, sodass die Nivellierung im Jahresverlauf minim bleibt.

<sup>5</sup> Die Leistung von nicht unterbrechbaren Biomasse-Anlagen kann vernachlässigt werden (ca. 0.3 GW). Auch die Windkraft ist bei der höchsten Sonneneinstrahlung meist schwach.

entspreche daher etwa 8 GW. In der nächsten Abbildung werden die Leistungsspitzen und die zeitliche Verschiebung dieser erzeugten Energie um einige Stunden dargestellt.

**Abbildung 16: Leistungsprofil im Sommer, mit 18 TWh Solarstrom jährlich (Meilenstein 3)**



*Legende:* in Grau sind die PV-Produktionsüberschüsse dargestellt, die gespeichert werden müssen (PS Speichern); in Lila die Ausspeicherung dieses Solarstroms für die Nutzung abends und während der Nacht (PS Produktion). Diese Simulation basiert auf dem heutigen Verbrauchsprofil.

In dieser Situation stellt sich das Problem der Speicherkapazität der Anlagen für kurzfristige Leistungsüberschüsse sowie der Fähigkeit, diese Leistung zeitverschieben abzugeben. Die bestehenden sowie die im Bau oder im fortgeschrittenen Planungsstadium befindlichen Pumpspeicherwerke könnten im Jahr 2025 bereits 6.1 GW ausgleichen. Die Verschiebung eines Teils des Verbrauchs (etwa durch Boiler und Kühlanlagen) auf die Tagesmitte ermöglicht die Verlagerung eines weiteren GW. Schliesslich kann damit gerechnet werden, dass Batteriespeicher bis 2030 nicht nur die Verteilernetze entlasten, sondern auch einen kurzfristigen Überschuss von 1 GW auffangen können.

Daraus folgt, dass voraussichtlich der gesamte Solarpeak am Mittag in der Schweiz ausgeglichen werden kann, ohne dass die Ausfuhr nötig wäre. Auch bei extrem hohen Leistungen, die kompensiert werden müssten, entspricht dies einer zu speichernden Energiemenge von nur etwa 70 GWh, was weniger als 1% der in den Stauwerken gelagerten Energiemengen ausmacht.

## 9 Schlussfolgerung

In erster Linie soll diese Analyse bestätigen, dass die Schweiz heute weit von einer ständigen Autarkie entfernt ist. Im Laufe der Jahreszeiten importiert und exportiert sie Strom und produziert ungefähr die Menge, die sie in einem Jahr verbraucht.

Um die Einfuhr- und Ausfuhrsaldi auf dem heutigen Stand zu halten, wird eine Produktionssteigerung im Winter erforderlich sein. Während der ersten Etappe des Atomausstiegs kann diese Verstärkung praktisch vernachlässigt werden, da sie im Bereich der Fehlerquote liegt. Während der zweiten Etappe liegt die notwendige Stromerzeugung im Winter bei 1300 GWh, was eine Steigerung der Speicherkapazität um 15% gegenüber heute erfordern würde. Am Ende der Umstellung beträgt der Speicherbedarf rund 2600 GWh, sodass die bestehende Kapazität um 30% aufgestockt werden müsste.

Dieser Strombedarf im Winter kann durch die Speicherung erneuerbarer Energien gedeckt werden. Dabei stehen natürlich die Stauwerke im Vordergrund, doch auch andere Technologien wären denkbar. Dennoch könnte dieser Strom auch durch fossile Wärmetechnik erzeugt werden.

Nach vollzogener Umstellung wäre die PV-Produktion (18 TWh) leicht höher als die heutige Stromerzeugung durch Flusskraftwerke (16 TWh). Trotzdem müsste die Speicherkapazität keineswegs verdoppelt werden – eine Erhöhung um 30% würde ausreichen. Dies ist auf die relative Komplementarität der saisonalen Produktionskurven zurückzuführen. Der Ausbau eines kleinen Teils Windkraft und der saisonal gespeicherten Biomasse trägt ebenfalls zu diesem sehr moderaten Ergebnis bei.

Da die Stromerzeugung durch Laufkraftwerke in der Schweiz schon sehr gut ausgebaut ist, würde eine Weiterentwicklung dieser Technologie den Energiemix viel mehr aus dem Gleichgewicht bringen als der Ausbau der Solarenergie. Dies trifft umso mehr zu, als neue Laufkraftwerk-Projekte eine weit weniger beständige Stromerzeugung gewährleisten könnten als die bestehenden Kraftwerke: Sie könnten lediglich 26% zwischen Oktober und März produzieren – gegenüber 33% durch die bestehenden Laufkraftwerke (Photovoltaik: 32% im Flachland und 37% im Gebirge).

Durch eine moderate Steigerung der Einfuhr- und Ausfuhrsaldi könnte der zweite Meilenstein sogar ohne Erhöhung der Speicherkapazität und der Stromerzeugung im Winter umgesetzt werden. Das bedeutet, dass der Ausbau der Photovoltaik bis zu einer Höhe von rund 12 TWh/Jahr (19% der gesamten Stromerzeugung) zu keinem nennenswerten, jahreszeitlich bedingten Problem führen dürfte. Voraussichtlich steigt der Speicherbedarf erst nach der Stilllegung von Leibstadt im Jahr 2034 spürbar an, wenn, wie in dieser Studie angenommen, die PV-Produktion von 12 auf 18 TWh erhöht wird.

Während der dritten Phase könnte alternativ zur Speicherkapazitätssteigerung oder zum Stromimport auch die Wärmekraftkoppelung die Produktion der fehlenden 2500 GWh übernehmen. Dies kann entweder aus fossilen Ressourcen oder später auch mit Biogas oder Synthesegas aus den sommerlichen Stromüberschüssen geschehen (Stichwort: Power to Gas). In sehr kalten Monaten müssten rund 500 GWh produziert werden. Bei vollkommen fossiler Stromerzeugung führt diese Produktion zu CO<sub>2</sub>-Emissionen in Höhe von 1 Million Tonnen pro Jahr, das heisst 2% der heutigen Treibhausgasemissionen<sup>6</sup>.

Für die Aufstockung der Speicherkapazität im Winter könnten einerseits diejenigen Staumauern erhöht werden, die zurzeit ihren natürlichen Zufluss nicht vollständig speichern können oder auch diejenigen, die über Pumpen und genügend Pumpwasser verfügen. Nach realistischer Schätzung<sup>7</sup> liegt das Potenzial bei etwa 1000 GWh, was einen massgeblichen Teil des Speicherbedarfs während der dritten Etappe abdecken würde. Andererseits ist auch der Bau weiterer Stauwerke im Hochgebirge auf durch die Gletscherschmelze freigelegtem Gelände erwägenswert. Daraus folgt, dass die Wasserkraft effektiv ausgebaut werden muss, jedoch mit etwas anderen Schwerpunkten als

---

<sup>6</sup> Berechnungsgrundlage: 400 g CO<sub>2</sub> pro kWh für ein Gaskraftwerk oder für den auf die Stromerzeugung entfallenden Teil der Wärmekraftkoppelung.

<sup>7</sup> Gemäss „Wasser, Energie & Luft“, Heft 2, 2012

diejenigen, die in den letzten Monaten öffentlich diskutiert wurden. Bei der hydraulischen Stromerzeugung ist die Speicherung mindestens ebenso wichtig wie die Produktion. Selbstverständlich muss auch die Sanierung der Stromheizungen fortgesetzt und verstärkt werden, um die Lastspitze im Winter auszugleichen.

In jedem Fall ist es von Vorteil, Studien durchzuführen und Staudammprojekte vorzubereiten, damit im Jahr 2020 oder 2025 über die Notwendigkeit eines Baus entschieden werden kann.

Demgegenüber wäre es verfrüht, bereits heute definitiv die Erhöhung der Speicherkapazität um 30% für die Stauwerke zu beschliessen. Je nach der langfristigen Entwicklung des Verbrauchs- und Produktionsprofils in Europa kann der Ausbau des saisonalen Speichervermögens entweder sehr attraktiv oder auch völlig überflüssig werden – aus folgenden Gründen:

1. Verbrauchsprofile sind veränderlich: Wenn zum Beispiel Frankreich nach und nach die Stromheizungen reduziert und sich der Aufschwung der Klimaanlagen fortsetzt, könnte sich der Verbrauchsspeak in Richtung Sommer verschieben, wie das bereits im südlichen Europa der Fall ist. Dieser Trend würde durch den vermehrten Ausbau der Windkraft verstärkt, deren Produktion sich auf den Winter konzentriert. In diesem Fall wäre es wirtschaftlich wesentlich interessanter (und weniger kostenintensiv als der Speicherausbau), die Kurve der Einfuhr- und Ausfuhrsaldi weiter zu verstärken.
2. Die umgekehrte Entwicklung ist ebenfalls denkbar: Die Photovoltaik könnte zur vorrangigen Energiequelle in Europa werden und den Speicherbedarf auf dem Kontinent sprunghaft ansteigen lassen. In diesem Fall dürfte die saisonale Speicherung zu einem einträglichen Geschäft werden.
3. Die Ausgangslage könnte sich aber auch durch die Weiterentwicklung der Speichertechnologien verändern. Wenn etwa die saisonale Lagerung durch Druckluftspeicherung oder in chemischer Form (Methangas oder synthetischer Wasserstoff) grosse Fortschritte macht, könnten diese Technologien sich als kostengünstiger herausstellen als die Speicherung in neuen Stauwerken, und zwar trotz der tieferen Energieeffizienz (50 bis 60% Verlust gegenüber 25 bis 30% bei Pumpspeicherkraftwerken und 0% bei der Speicherung ohne vorgängiges Pumpen).
4. Auch die Klimaerwärmung könnte die Entwicklung massgeblich beeinflussen: Höhere Niederschläge im Winter, geringere Niederschläge im Sommer, sinkender Strombedarf im Winter und frühzeitige Schneeschmelze im Frühling sind vier Faktoren, die das Stromdefizit im Winter verringern dürften.

Die vorliegende Studie zeigt klar auf, dass die Schweiz über drei wichtige Vorzüge verfügt, deren Zusammentreffen wahrscheinlich weltweit einzigartig ist: Erstens besitzt sie die notwendige Infrastruktur zur Speicherung einer Strommenge, die 14% ihrer Jahresproduktion entspricht. Zweitens könnten Schweizer Pumpspeicherkraftwerke bis 2020 zwei Drittel der landesweiten Leistung aufnehmen. Drittens ist die Sonneneinstrahlung in der Schweiz erheblich höher als in anderen Ländern mit gut ausgebauter Wasserkraft, etwa in Norwegen. So hat unser Land die Möglichkeit, den Grossteil seines Atomstroms durch Solarenergie zu ersetzen – eine Technologie mit

hoher Akzeptanz, einfacher Installation und konstant sinkenden Preisen. Diese Vorteile schützen die Schweiz vor der zunehmenden strukturellen Abhängigkeit von Strom- oder Gasimporten.

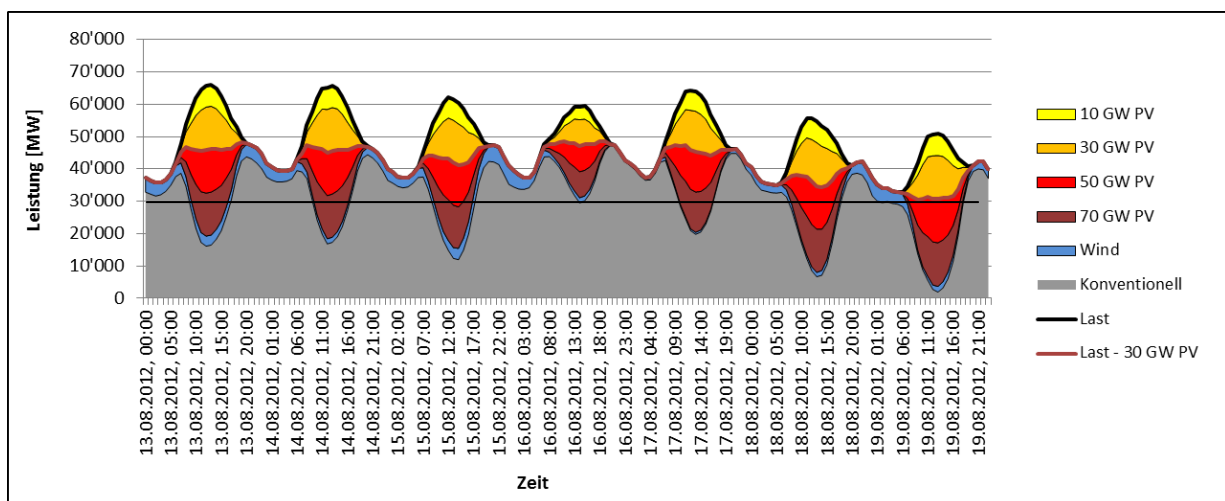


## 10 Anhang 1: Die Krise der Pumpspeicherung ist vorübergehend

Durch den massiven Ausbau der Solarenergie in Italien und Deutschland ist die Differenz zwischen dem teuersten Tages-Stromtarif (Peak-Load) und dem günstigsten Preis (Base-Load) zurückgegangen.

Die nachstehende Grafik<sup>8</sup> illustriert diese Entwicklung in Deutschland anhand der Daten einer Woche im August 2012. Die installierte Photovoltaikleistung beträgt aktuell 30 GW; die PV-Produktion wird in der Grafik durch die zwei Segmente in Gelb und Orange dargestellt. Hier lässt sich feststellen, dass die aktuelle Solarstromerzeugung ziemlich genau den Mehrverbrauch während des Tages deckt (verglichen mit dem Minus in der Nacht). So bleibt die von den anderen Produktionsträgern abzudeckende Last relativ ausgeglichen (Kernkraft, fossile Energieträger, Wind und Biomasse, in blauer und grauer Farbe). Zurzeit braucht Deutschland also nicht viel Spitzenstrom einzukaufen. Vor dem Aufschwung der Photovoltaik benötigte es zusätzlichen Strom, um tagsüber dem Spitzenverbrauch gerecht zu werden. Dieser Strom kam entweder von in Stauwerken gelagerten Mengen oder aber auch von den sehr flexiblen Gaskraftwerken. Da die Nachfrage nach Spitzenstrom aktuell schwach ist, ist er auch preisgünstig.

**Abbildung 17: Situation in Deutschland vom 13. bis 19. August 2012, je nach heutigem und zukünftigem Ausbau der Photovoltaik**



Ein fortgesetzter Ausbau der Solarenergie in Richtung 50 bis 70 GW Leistung dürfte die Ausgangslage erneut von Grund auf verändern (s. die beiden roten und dunkelroten Segmente). Die Erzeugung von nuklearer und kohlebasierter Bandenergie (schwarze Linie) muss reduziert werden. Der Bedarf an Produktionsspitzen verlagert sich zunehmend auf den Abend und die Nacht, was eine Erhöhung der Peak-Load-Tarife zur Folge haben wird. Mit hoher Wahrscheinlichkeit verhilft diese Entwicklung der Pumpspeicherung punkto Wirtschaftlichkeit zu einem neuen Aufschwung.

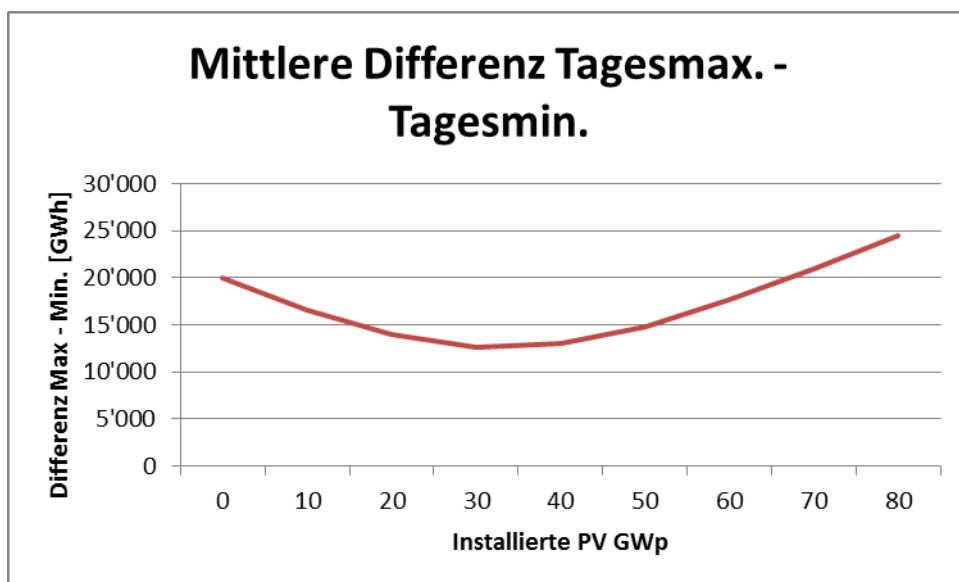
<sup>8</sup> Quelle für diese und die folgende Grafik: Jan Remund, dipl. Natw. ETH, „Ausbau Pumpspeicherung – lohnt sich das?“ 22.9.2012, Version 4

Die zunehmende Attraktivität der Pumpkraftspeicherung dürfte höchstens durch beständig tiefe Erdgaspreise gebremst werden, denn der Peakstrom könnte dann nicht teurer verkauft werden als derjenige aus den Gaskraftwerken. Hingegen könnte der Anschaffungspreis für Strom für Pumpkraftspeicherwerken wegen häufiger Überproduktion durch die Solar- und Windenergie stark sinken, was zur Steigerung der Marge für die Pumpspeicherung beitrüge.

Die nachstehende Grafik veranschaulicht den Bedarf an flexibel verfügbarer Leistung, genauer die Entwicklung der maximalen Variabilität, die von den anderen Energieträgern als die Photovoltaik aufgefangen werden müsste. Bis zu den heute installierten 30 GW konnte der Ausbau der Solarenergie diesen Bedarf klar senken – zulasten der Pumpspeicherung. Das bedeutet, dass der PV-Ausbau die Produktionskurve der Bedarfskurve angleichen konnte. In Zukunft wird jedoch der Ausbau der Solarenergie den gegenteiligen Effekt bewirken: Der Bedarf an flexibler Leistung wird des Nachts stärker, sodass die Nachfrage nach Peakstrom steigt.

Daraus folgt, dass die aktuelle Wirtschaftlichkeitskrise der Pumpspeicherung einer historischen Momentaufnahme entspricht, die höchstwahrscheinlich nicht andauern wird.

**Abbildung 18: Entwicklung des Peakstrombedarfs in Deutschland je nach Ausbau der Photovoltaik**



## 11 Anhang 2: Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Aufteilung Jahresproduktion nach Technologie, Durchschnitt der Jahre 2008-2011 .....	4
Abbildung 2: Kumulierte Jahresproduktion nach Technologie, Durchschnitt der Jahre 2008-2011 .....	5
Abbildung 3: Ablösung der Kernkraft durch erneuerbare Energien .....	5
Abbildung 4: Aufteilung der Produktion Sommer-Winter, 2008-2011 .....	6
Abbildung 5: Verbrauchsoptimierung .....	7
Abbildung 6: Anpassung des Füllungsgrads von Stauseen.....	7
Abbildung 7: Stromerzeugung pro Monat vor Speicherung und Verbrauch ohne Pumpen (heutiger Stand) .....	8
Abbildung 8: Stromerzeugung nach Speicherung und Verbrauch inklusive Pumpen (heutiger Stand) .	8
Abbildung 9: Saldi (heutiger Stand).....	9
Abbildung 10: Stromerzeugung nach Speicherung, Meilenstein 1 .....	9
Abbildung 11: Vergleich der Saldi (Meilenstein 1) .....	10
Abbildung 12: Stromerzeugung nach Speicherung, Meilenstein 2 .....	10
Abbildung 13: Vergleich der Saldi (Meilenstein 2) .....	11
Abbildung 14: Stromerzeugung nach Speicherung, Meilenstein 3 .....	11
Abbildung 15: Vergleich der Saldi (Meilenstein 3) .....	12
Abbildung 16: Leistungsprofil im Sommer, mit 18 TWh Solarstrom jährlich (Meilenstein 3).....	13
Abbildung 17: Situation in Deutschland vom 13. bis 19. August 2012, je nach heutigem und zukünftigem Ausbau der Photovoltaik .....	17
Abbildung 18: Entwicklung des Peakstrombedarfs in Deutschland je nach Ausbau der Photovoltaik.	18