Zeitschrift: Bulletin Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse, Verband für Elektro-, Energie- und Informationstechnik
Band: 107 (2016)
Heft: 10

Artikel: "Nuxit" (Nuclear exit) : Ausstieg aus dem Nuklearstrom
Autor: Shah, Arvind
DOI: https://doi.org/10.5169/seals-857204

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: 13.07.2025

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

«Nuxit» (Nuclear exit): Ausstieg aus dem Nuklearstrom

Übergang zu erneuerbaren Energien: Speicherprobleme und finanzielle Fragen

Der Ersatz von Strom aus den Kernkraftwerken durch Strom aus erneuerbaren Energien ist ein Thema, das heute sowohl Energieproduzenten, Netzbetreiber wie auch Stromverbraucher beschäftigt. Für die Stromgewinnung hat die Photovoltaik (PV) von allen erneuerbaren Energien das grösste Potenzial. Da aber Solarstrom unregelmässig anfällt, stellt sich bei der Photovoltaik das Problem der Speicherung. Im folgenden Beitrag wird darauf eingegangen, und zwar mit Hilfe von Modellrechnungen und Fallstudien.

Arvind Shah et al.

Die fünf Kernkraftwerke (KKW) der Schweiz sollen bis 2050 abgeschaltet werden. Der elektrische Strom, den sie liefern (40 % des gesamten Stromverbrauchs), muss dann anderweitig bezogen werden. Ein Ersatz des Nuklearstromes durch Strom aus erneuerbaren Energien ist vermehrtem Strombezug aus dem Ausland oder aus Gaskraftwerken vorzuziehen.

In der Tat ist es wünschenswert, wenn die Schweiz langfristig unabhängig von elektrischem Strom aus dem Ausland wird und netto kein Stromdefizit aufweist. Nuklearstrom kann zwar auch durch Strom aus Gaskraftwerken ersetzt werden. Solche Kraftwerke haben geringe Investitionskosten und lassen sich relativ schnell bauen. Aber wegen des damit verbundenen CO_2-Ausstosses stellen Gaskraftwerke keine dauerhafte Lösung dar.

Es geht also langfristig darum, den Nuklearstrom durch regenerative, erneuerbare Energiequellen zu ersetzen. Dabei konzentrieren wir uns vor allem auf Strom aus Photovoltaik-Anlagen, da hier nach übereinstimmenden Schätzungen das grösste Potenzial für den Ausbau besteht. Weil die Photovoltaik aber grossen Schwankungen unterworfen ist, stellt sich die Frage, wie sich PV-Strom speichern lässt. Weitere Probleme, die durch einen Nuklearstrom-Ersatz auftreten können, betreffen die Stromnetz-Gestaltung: Nuklearstrom fällt konzentriert und zentral an, regenerative Stromquellen dagegen dezentral. Ferner muss die Finanzierung der neuen Energien geklärt werden.

Dabei gehen wir von den folgenden Annahmen aus:

- Hier soll nur die Periode bis 2036 betrachtet werden, d.h. die nächsten 20 Jahre. Über das, was nachher passieren wird, bestehen zu viele Fragezeichen. Diese Unsicherheit ist geopolitischer, wirtschaftlicher und technologischer Natur.
- Während dieser Zeit wird der Stromverbrauch vermutlich konstant bleiben – es ist anzunehmen, dass durch verschiedene Massnahmen zum Stromsparen ein weiterer Anstieg des Stromkonsums gebremst werden kann.
- In der betrachteten Zeitspanne werden keine neuen Technologien zur Stromgewinnung wie etwa Kernspaltung mit Thorium-Zyklus, Kernfusion oder Geothermie zur Anwendung kommen.
- Bis 2036 werden hingegen neue Technologien zur Stromspeicherung wie Lithium-Ionen Akkumulatoren allmählich zur Anwendung kommen und die Netzgestaltung massgeblich beinflussen.

Abschalten der Kernkraftwerke: Zwei aktuelle Szenarien

Die Schweiz betreibt fünf KKWs, wie in untenstehender Tabelle aufgeführt. Nach dem Fukushima-Desaster ist die Betriebsdauer der KKWs auf 50 Jahre festgelegt worden [1]. Mittlerweile aber ist keine feste Betriebsdauer mehr vorgesehen.

Um einen planbaren «maximalen» Zeithorizont – trotz der politischen Ungewissheit – festhalten zu können, gehen die Autoren von einer maximalen Betriebsdauer von 60 Jahren aus. Sie erachten dies als technisch gerechtfertigt, da weltweit die meisten KKWs dieser Generation nach 30 bis 45 Jahren abgeschaltet wurden.

Am 27. November 2016 kommt die Initiative der Grünen Partei der Schweiz zur Abstimmung. Wird diese angenommen, wird eine maximale Betriebsdauer der KKWs von 45 Jahren in der schweizerischen Verfassung verankert.

Das Kernkraftwerk Beznau I ist das älteste KKW der Welt, welches heute noch zeitweise in Betrieb ist. Es steht seit Mitte 2015 auf Grund von Unregelmässigkeiten im Kernmantel still.

Für den vorliegenden Beitrag werden wir nur die Varianten «Abschalten nach 45 Jahren» und «Abschalten nach 60 Jahren Betriebsdauer» weiterverfolgen. Wir werden die daraus resultierenden Speicherprobleme untersuchen sowie den damit verbundenen finanziellen Aufwand grob abschätzen.

Kernkraftwerk (KKW)	Durchschnittl. Energieproduktion	Inbetriebnahme	Abschaltjahr (nach 45 J. Betrieb)	Abschaltjahr (nach 60 J. Betrieb)
Mühleberg	2,8 TWh/Jahr	1972	2019*	2019*
Beznau I	1,9 TWh/Jahr	1969	2017	2029
Beznau II	4,0 TWh/Jahr	1972	2017	2032
Gösgen	7,7 TWh/Jahr	1979	2022	2039
Leibstadt	9,3 TWh/Jahr	1984	2029	2044

Tabelle 1 Kernkraftwerke der Schweiz; Energieproduktion und Daten von Inbetriebnahme und möglichem Abschalten.
*Beschluss des Betreibers BKW

Energiequelle		Jetzige Jahresleistung (TWh)	Langfristiges Potenzial (TWh)	Variante 1: Nuxit 2029 Ausbau-Szenario für 2036 (TWh)	Variante 2: Nuxit 2044 Ausbau-Szenario für 2036 (TWh)
Wasserkraft	Saisonale Speicherung	8,8	11	+0,4	+0,4
	Aus Speicherseen	21,6	23	+1,2	+1,2
	Pumpspeicher (Momentan-Leistung in GW)	3,3 GW	8 bis 10 GW	+0,9 GW	+0,8 GW
	Flusskraftwerke	16,8	17	+0,6	+0,6
Photovoltaik (PV)		1	15–20	+11,8	+7,2
Wind		0,1	3–6	+2,0	+2,0
Biomasse		1,5	3–6	+1,3	+1,3
Thermische Kraftwerke / Rest		≈ 4	?	+1	+1

Tabelle 2 Energiequellen, jetzige Jahresleistung, Potenzial und Szenario 2036 (für die beiden hier betrachteten Varianten des Ausstiegs aus dem Nuklearstrom).

Ersatz durch Photovoltaik, Wind und Biomasse

Wenn von den Angaben der Tabelle 1 ausgegangen wird – sowie von einem konstanten Stromverbrauch –, so sind bis 2036 pro Jahr 25,7 TWh Nuklearstrom (Variante 1), bzw. 8,7 TWh Nuklearstrom (Variante 2) durch andere Energiequellen zu ersetzen.

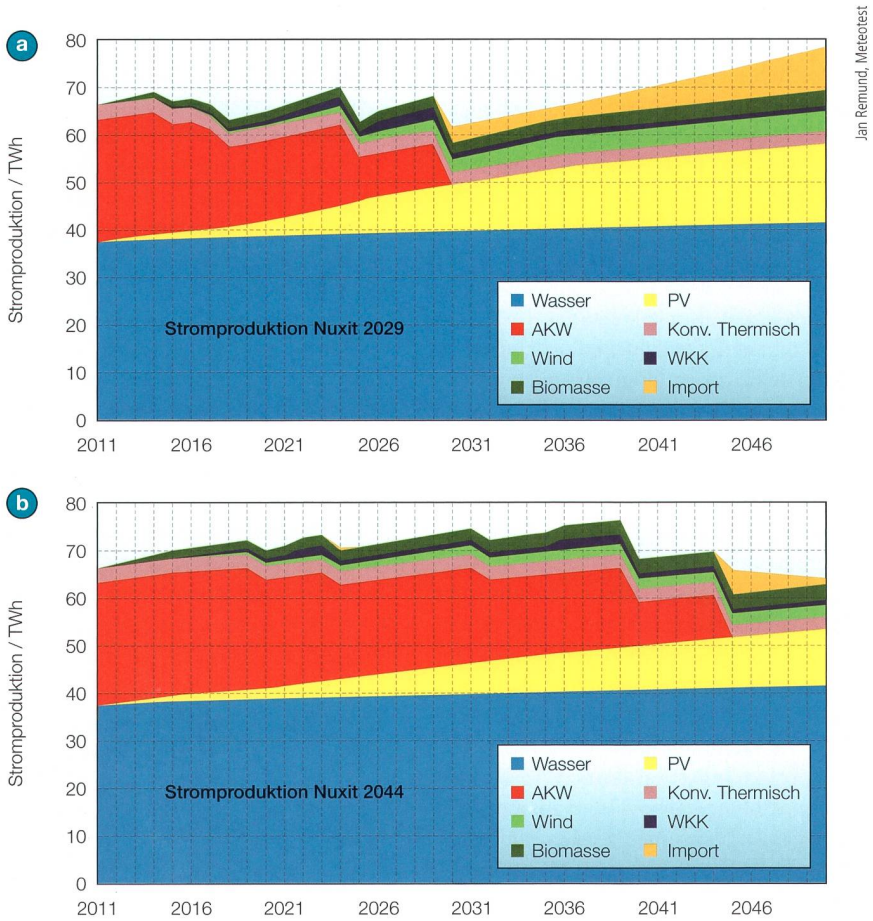
Die Tabelle 2 führt auf, wie dies auf die verschiedenen Energiequellen verteilt werden könnte. Die Tabelle zeigt auch die Potenziale der verschiedenen Formen erneuerbarer Energien; die Angaben über die Wasserkraft entstammen aus [2] und [3]; die Angaben über Photovoltaik und Windenergie stammen von [4]. Es ist hingegen schwierig, Angaben über das Potenzial von Biomasse und Wärme-Kraft-Kopplungen zu finden.

Das Ausbau-Szenario für 2036 ist ein Vorschlag der Autoren: Bei der Wasserkraft ist das Potenzial für einen Ausbau relativ gering, auch stösst man hier auf Einschränkungen vom Gewässerschutz; bei der Windenergie besteht Widerstand aus Kreisen des Landschaftsschutzes. Deshalb wird empfohlen, den grössten Anteil des neu zu liefernden Stroms durch Photovoltaik zu gewinnen. Bei unserem Szenario nehmen wir einen geringen Ausbau von thermischen Kraftwerken (zurzeit vor allem Kehrichtverbrennungsanlagen (KVA)) an, um ca. 1 TWh/Jahr: An sich wäre ein schneller Ausbau bei den Gaskraftwerken durchaus möglich, ist hingegen wegen der globalen Erwärmung nicht wünschenswert.

Speicherung des Stroms: saisonal sowie Tag/Nacht

Die Schweiz besitzt im Moment mit den Speicherseen eine effiziente Möglichkeit für die Stromspeicherung und für den Ausgleich zwischen Stromproduktion und Strombedarf. Zurzeit dienen die Speicherseen vor allem dazu, den Ausgleich zwischen den Flusskraftwerken (welche im Sommer mehr Strom liefern als im Winter) sowie den KKW (mit ihrer annähernd konstanten Stromproduktion) einerseits und dem Stromverbrauch anderseits zu erreichen (Der Stromverbrauch ist im Winter deutlich höher als im Sommer, aufgrund von Elektroheizungen und Wärmepumpen). Eine saisonale Speicherung wird dadurch erreicht, dass man die Speicherseen im Sommer füllt und im Winter entleert. Es ist aber auch ein kurzfristiger Ausgleich über den Tagesverlauf nötig – dazu werden die Pumpspeicherwerke verwendet.

Die genau gleichen Werkzeuge können dazu verwendet werden, um den unregelmässig anfallenden Strom aus Photovoltaik- und Windanlagen auszugleichen. Der benötigte Speicherbedarf wurde durch ein Programm von Meteo-



Jan Remund, Meteotest

Bild 1 Mögliche (ideale) Szenarien für den Ersatz von Nuklearstrom, für die beiden Varianten: Nuxit 2029 und Nuxit 2044.
Diese Szenarien dienen dazu, den benötigten Zubau der Speicherkapazitäten und den finanziellen Aufwand abzuschätzen.

Jan Remund, Meteotest

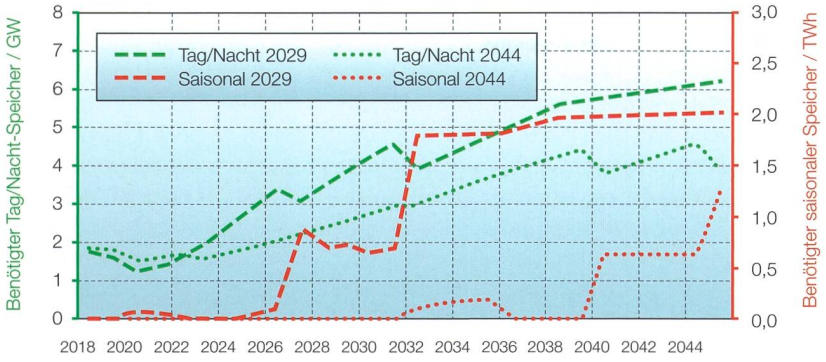


Bild 2 Benötigter Ausbau von Pumpspeichern (Tag/Nacht-Ausgleich, grün) und von Speicherseen (saisonaler Ausgleich, rot), nach unseren Szenarien (Nuxit 2029 und 2044).

Jan Remund, Meteotest

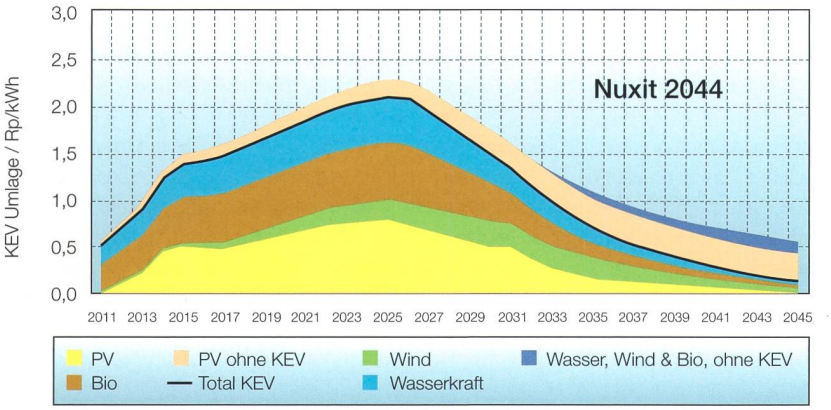


Bild 3 Verlauf der KEV-Umlage beim Szenario Nuxit 2044.
Die hier dargestellten totalen Aufwendungen für die zwanzigjährige Periode 2017–2036 betragen: Photovoltaik (PV) ca. 1,4 Milliarden Franken, Biomasse und Wasserkraft je ca. 1 Milliarde Franken, Wind ca. 0,2 Milliarden Franken.

test simuliert, ausgehend von den tatsächlichen Klimadaten 2008–2012 und dem geplanten «idealen» Ausbau (**Bild 1**) der erneuerbaren Energien nach den Szenarien, die hier angegeben werden.

Das Resultat ist im **Bild 2** dargestellt:

Bis 2022 sind überhaupt keine zusätzlichen Kapazitäten nötig.

Bei den Pumpspeicherwerken (grün) wäre die vorhandene sowie die im Bau befindliche Leistung (rund 3 GW) bei Variante 1 bis 2026 und bei Variante 2 bis 2032 genügend, um den zusätzlichen Bedarf abzufangen. Die maximale Tag/Nacht-Ausgleichsleistung steigt bei Nuxit 2029 auf maximal 6 GW und bei Nuxit 2044 auf 4,5 GW an. Diese Werte liegen deutlich unter dem Potenzial der Pumpspeicherwerke.

Der saisonale Speicherbedarf (rot) steigt bei Variante 1 ab 2026 an und bei Variante 2 ab 2040. Sie erreicht rund 2 TWh bei Variante 1 und 1,4 TWh bei Variante 2. Das Potenzial von Speicherseen liegt ebenfalls höher als diese Werte.

Finanzielle Aspekte

Es wurden die Aufwendungen für die Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) aufgrund der neuen Ausgangslage abgeschätzt. Es wurde die Annahme getroffen, dass die durchschnittlichen PV-Strom-Produktionskosten bis 2022 auf 15,0 Rappen/kWh sinken (konservative Schätzung). Ferner wurde angenommen, dass ab 2036 alle neuen Anlagen für Stromerzeugung in der Schweiz Produktionskosten von 15,0 Rp./kWh aufweisen. Die Daten bis 2015 beruhen auf dem KEV-Cockpit der Swissgrid.

Im Szenario Nuxit 2044 wird die KEV gemäss Gesetzesvorlage auf 2,3 Rp./kWh begrenzt, wobei nur ungefähr 2,0 Rp./kWh für die neuen Erneuerbaren zur Verfügung stehen (mind. 0,3 Rp./kWh sind für andere Zwecke reserviert). Zudem gilt ab 2024 die sogenannte «Sunset-Klausel» (d.h. die KEV läuft dann für neue Projekte aus).

Hier liegt der Anteil der durch die Einmalvergütung ausgelösten PV-Investitionen bei 40 %, derjenige der KEV bei 30 % und die restlichen 30 % würden ohne KEV finanziert. Der Verlauf der Umlagekosten ist im **Bild 3** für das Szenario Nuxit 2044 dargestellt.

Die KEV-Aufwendungen stiegen zwischen 2011 und 2015 deutlich an. Dies aufgrund des starken Zubaus von Biomasse, (Klein-)Wasser und PV. Der Zubau verlief schneller als erwartet. Ab 2015 hat sich aber der Zubau aufgrund der beschränkten KEV deutlich abgeflacht.

Der KEV-Mechanismus hat sicher (wie schon dargestellt) eine ganze Reihe von Nachteilen (z.B. die schlechte Mengensteuerung und die diffizile Festlegung der Vergütung). Der Vorteil der KEV lag immerhin darin, die Kosten für die Finanzierung der Energiewende auf einen breiten Teil der Bevölkerung zu verteilen – sowohl auf Eigentümer und Investoren der neuen Anlagen wie auch auf alle Strombezüger.

Das Szenario Nuxit 2029 wurde von den Autoren ebenfalls errechnet, ist aber hier aus Platzgründen nicht dargestellt. Beide Varianten liegen aber mit 0,5 Rp./kWh Unterschied bei der maximalen Belastung nicht weit auseinander.

Beide Szenarien sind finanzierbar: sie erhöhen den Endkundenstrompreis nur um gut 10 % und belasten ein Haushaltsbudget um weniger als 120 Fr./Jahr. Für beide Szenarien genügen aber für die Finanzierung der Ziele die gesetzlichen Grundlagen (Energiewende 1. Paket) nicht – eine Anpassung oder weitere Schritte sind notwendig. Ohne zusätzliche Finanzierungs-Impulse würde entweder der Anteil Importstrom steigen oder der Strom müsste viel stärker mit fossilen Brennstoffen erzeugt werden.

PV Lab, IMT, EPFL

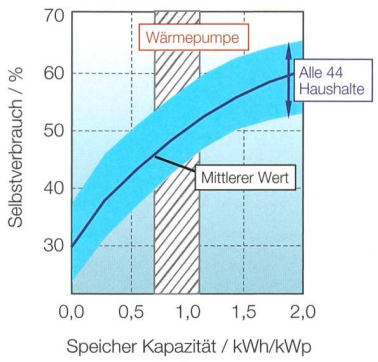


Bild 4 Selbstverbrauch als Funktion von lokaler Speicherkapazität (gemäss Fallstudie).

Lokale Speicherung, lokale Netze

Bisher wurde davon ausgegangen, dass zentrale Pumpspeicherwerke den Tag/Nacht-Ausgleich bewerkstelligen. Bei der dezentral anfallenden Solarenergie ist es aber sinnvoll, den Tag/Nacht-Ausgleich, soweit möglich, auch dezentral zu tätigen. Bei Gebäuden mit elektrisch geheiztem Warmwasser oder mit Wärmepumpen kann der Ausgleich bereits durch Speicherung des Warmwassers erreicht werden. Bei anderen Gebäuden ist der Einsatz eines Lithium-Ionen Akkumulators möglich (was zurzeit finanziell immer interessanter wird). Die Autoren haben eine Fallstudie durchgeführt, die auf den tatsächlich aufgenommenen Lastkurven von 44 Haushalten in einem Dorf im Neuenburger Jura basiert. Dabei wurde davon ausgegangen, dass jeder Haushalt nun neu mit einer Photovoltaik-Anlage ausgestattet wird, welches im Jahresmittel den ganzen Strombedarf deckt. Ohne einen lokalen Speicher würde ein solches Haus im Mittel nur einen Selbstverbrauch von 30 % aufweisen.

Mit einem relativ kleinen Solarspeicher von 1 kWh/kWp steigt der Selbstverbrauch von 30 % auf 50 %, wie das im **Bild 4** dargestellt ist. [5]

Wenn man das Konzept des lokalen Tag/Nacht-Ausgleichs des Solastroms nicht nur auf einen einzelnen Haushalt, sondern auf ein ganzes Quartier ausweitet, sind die Vorteile noch grösser. Denn durch die Lastaggregation wird der Selbstverbrauch erhöht, die Einspeisespitzen hingegen reduziert. Solche Ansätze zur lokalen Netzgestaltung werden gezeigt in [6].

Schlussfolgerungen

Nach den Modellrechnungen der Autoren würden selbst bei einem Abschalten der KKWs nach 45 Jahren Laufzeit und einem Ersatz des Nuklearstroms hauptsächlich durch Strom aus erneuerbaren Quellen keine Engpässe in der Stromspeicherung auftreten. Das hydroelektrische Speichersystem des schweizerischen Stromnetzes ist schon jetzt sehr leistungsfähig; ein weiterer Ausbau findet zurzeit statt und könnte so stark vorangetrieben werden, dass hier keine Engpässe auftreten. Die finanziellen Aufwendungen für die Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) und für die Speicherung des Stroms aus erneuerbaren Energien sind ebenfalls tragbar und würden den Endverbraucher des Stroms auch in den Spitzenjahren um 2030 um weniger als 3 Rappen pro kWh belasten, falls die KEV entgegen den jetzigen Beschlüssen des Parlaments noch weitergeführt würde.

Wenn das Parlament weiterhin an der «Sunset-Klausel» (Auslaufen der KEV ab 2024) festhält, so müssten andere Mechanismen zur Finanzierung der Energiewende gefunden werden – wenn massive Stromimporte oder eine Erhöhung der CO_2-Bilanz durch fossile Stromgewinnung vermieden werden sollen.

Résumé

« Nuxit » (Nuclear exit): sortie de l'énergie nucléaire

Passage aux énergies renouvelables: problèmes de stockage et questions financières

Les cinq centrales nucléaires de Suisse seront probablement arrêtées d'ici 2050. Il faudra alors se procurer autrement le courant électrique qu'elles fournissent (40 % de la consommation totale d'électricité) – en ayant recours avant tout au courant issu d'énergies renouvelables, et tout spécialement au courant solaire. Ce dernier est fourni de façon très irrégulière et on aura donc besoin de stockage. Les barrages hydroélectriques fournissent déjà maintenant en Suisse une égalisation saisonnière entre production et consommation du courant électrique. D'autre part, les centrales de pompage-turbinage réalisent l'équilibre entre le jour et la nuit. Ces installations de stockage pourront à l'avenir servir pour le courant solaire: D'après les calculs modélisés des auteurs, même si les centrales nucléaires sont arrêtées après 45 ans d'exploitation et si le courant nucléaire est remplacé principalement par de l'électricité issue de sources renouvelables, les capacités disponibles seront suffisantes. Toutefois, pour l'énergie solaire, produite de façon décentralisée, il est judicieux de parvenir à l'équilibre jour/nuit également par du stockage décentralisé. Là où l'eau chaude est chauffée électriquement ou par pompes à chaleur, l'équilibre peut être atteint rien que grâce au stockage de l'eau chaude. Dans les autres bâtiments, il est possible d'avoir recours à un accumulateur lithium-ion (dont les prix sont en train de baisser). Les auteurs de l'article ont mené une étude de cas se basant sur les courbes de charge relevées auprès de 44 ménages dans le Jura neuchâtelois. Ils sont partis de l'hypothèse que chaque ménage serait équipé d'une installation photovoltaïque qui, en moyenne annuelle, couvre le besoin total en électricité. Sans dispositif de stockage local, une telle maison aurait une autoconsommation de 30 % en moyenne. Avec un stockage local de 1 kWh/kWp., cette valeur monte à 50 %. Le financement de cette transition du courant nucléaire au courant solaire est également étudié ici. Les besoins financiers atteindront un maximum vers 2036 et pourraient être couverts par un prélèvement qui resterait, dans tous les scénarios étudiés, en dessous de 3 centimes par kWh.

Md

Referenzen

[1] Botschaft 13.074 zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050, 4. September 2013, Abschnitt 2.2, Seite 7592
[2] Schweizerischer Wasserwirtschaftsverband, Wasserkraftpotenzial der Schweiz, Faktenblatt Juli 2012
[3] R. Pfammatter, «Ausbaupotenzial der Wasserkraft», Bulletin SEV/VSE, Nr. 2/2012, S. 8–14
[4] Bundesamt für Umwelt (Hrsg.) 2012: Energiestrategie 2050, Berechnung der Potenziale für Wind- und Sonnenenergie.
[5] Y. Riesen, P. Ding, S. Monnier, N. Wyrsch und C. Ballif, «Peak Shaving Capability Of Household Grid-connected PV-system With Local Storage: A Case Study,» in 28th European Photovoltaic Solar Energy Conference, 2013
[6] Y. Riesen, C. Ballif, N. Wyrsch, «Control algorithm for a residential Photovoltaic system with storage», in Vorbereitung.

[1] Wird davon ausgegangen, dass 30 % der bei Nuxit 2029 bis 2036 neu zu erstellenden PV-Anlagen (30 % von ca. 12 GWp) entsprechend mit lokalen Speichern ausgerüstet werden, so würde das eine totale Tag/Nacht-Speicherkapazität von 3,6 GW beinhalten und damit jeden weiteren Ausbau der relativ teuren Pumpspeicherwerke überflüssig machen.

Autoren

Prof. Dr. **Arvind Shah** ist Gründer des Labors für Photovoltaik am IMT Neuchâtel sowie emeritierter Professor der Universität Neuchâtel und EPFL.

Arvind Shah, 2022 Bevaix
arvind.shah@unine.ch

Jan Remund ist Geschäftsbereichsleiter Sonne und Klima bei Meteotest.

Meteotest, 3012 Bern
jan.remund@meteotest.ch

Dr. **Nicolas Wyrsch** ist Lehrbeauftragter und Bereichsleiter am Labor für Photovoltaik der EPFL.

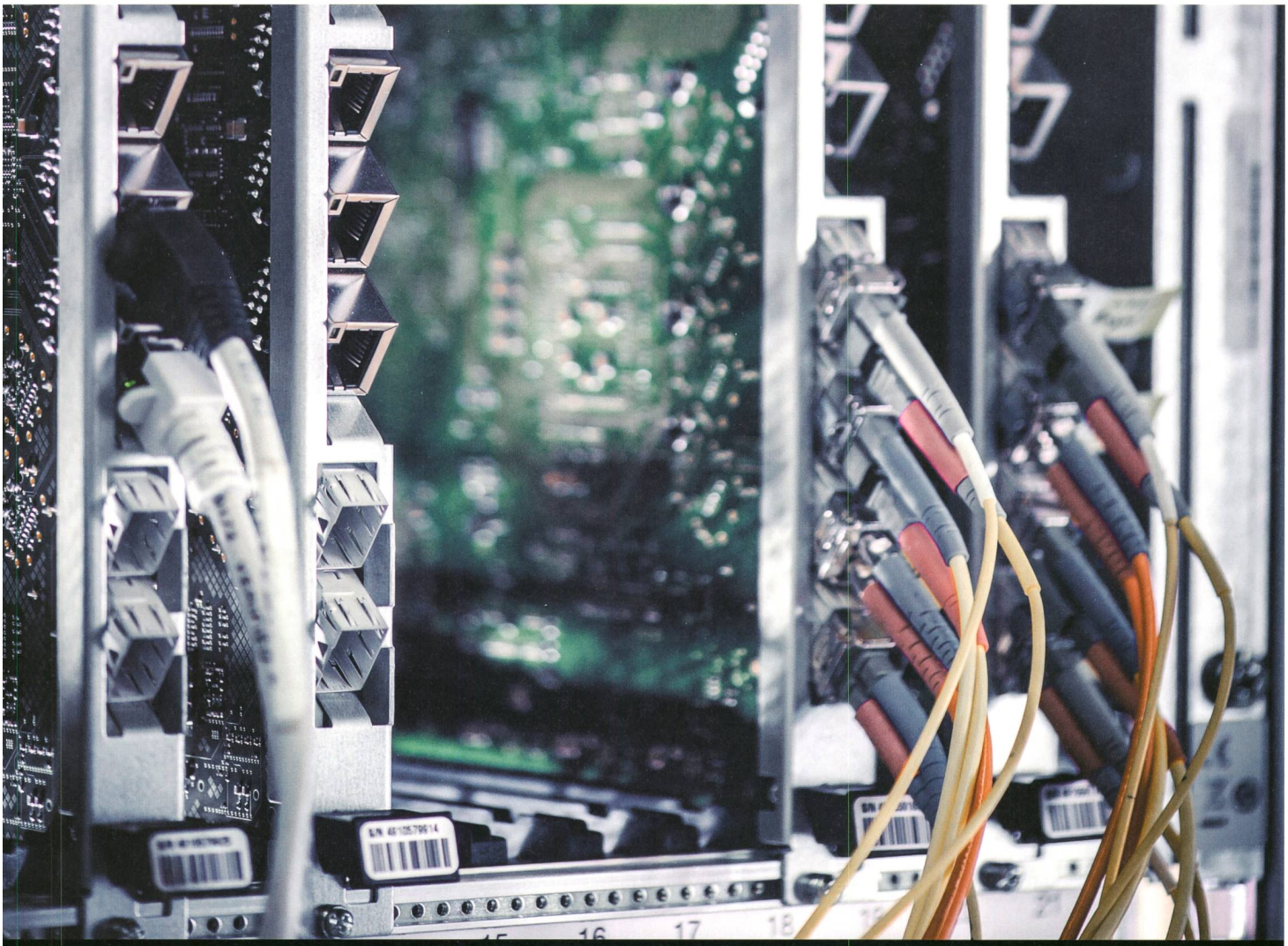
EPFL-STI – PV-Lab, 2002 Neuchâtel
nicolas.wyrsch@epfl.ch

Dr. **Yannick Samuel Riesen** ist Post-Doktorand am Labor für Photovoltaik der EPFL.

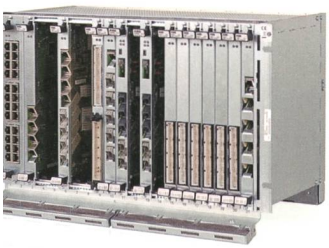
yannick.riesen@epfl.ch

Prof. Dr. **Christophe Ballif** ist Leiter des Labors für Photovoltaik der EPFL.

christophe.ballif@epfl.ch



Zukunftssichere Kommunikations-Plattform für operationelle EVU Kommunikationsnetzwerke FOX615



FOX615 ist eine flexible und universelle Übertragungs-Plattform für operationelle EVU-Kommunikationsnetze. Die Plattform beinhaltet SDH sowie MPLS-TP Transport-Technologie und erlaubt die schrittweise Migration von bewährten SDH zu paketorientierten Übertragungsnetzen neuster MPLS-TP Technologie. FOX615 unterstützt alle gängigen EVU-Kundenschnittstellen und erlaubt dadurch eine einfache Einbindung der existierende Infrastruktur. Ein wichtiger Aspekt sind die zeitkritischen EVU Schutzanwendungen, welche sehr hohe Anforderungen an die Qualität der Signalübertragung stellen. FOX615 erfüllt diese Anforderungen für SDH & MPLS-TP und bietet höchste Netzwerkverfügbarkeit. FOX615 ist der nächste Schritt zu einem zukunftssicheren Kommunikationsnetzwerk.

Weitere Informationen finden Sie: www.abb.com/communicationnetworks

3B Schweiz AG
ower Grids - Grid Automation
uggerstrasse 72
401 Baden
el: +41 58 589 31 70

Power and productivity
for a better world™