

Zeitschrift: Bulletin Electrosuisse
Herausgeber: Electrosuisse, Verband für Elektro-, Energie- und Informationstechnik
Band: 108 (2017)
Heft: 9

Artikel: Schlüsselfragen zur Versorgungssicherheit
Autor: Lindenberger, Katrin
DOI: <https://doi.org/10.5169/seals-791348>

Nutzungsbedingungen

Die ETH-Bibliothek ist die Anbieterin der digitalisierten Zeitschriften. 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. [Siehe Rechtliche Hinweise.](#)

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. [Voir Informations légales.](#)

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. [See Legal notice.](#)

Download PDF: 19.03.2025

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

Schlüsselfragen zur Versorgungssicherheit

Versorgungssicherheit | Die Schweiz wird in Zukunft mehr Energie importieren müssen, um den eigenen Bedarf zu decken. Weil aber ihre Nachbarländer weniger exportieren werden können, muss sich die Schweiz einige wichtige Fragen stellen – und diese auch beantworten

TEXT KATRIN LINDENBERGER ET AL.

Die Schweiz ist heute in der Lage, ihren Jahresverbrauch an Elektrizität selbst zu produzieren. Allerdings wird in den Sommermonaten mehr Strom produziert als im Winter. Die Nachfrage nach Strom ist jedoch im Winter höher als im Sommer. Daher ist die Schweiz in der kalten Jahreszeit auf Strom aus den Nachbarländern angewiesen, im Sommer wird er in diese exportiert. Der Eigenversorgungsgrad, also das Verhältnis der inländischen Produktion zum inländischen Verbrauch, liegt in den Wintermonaten bei etwa 80%, in den Sommermonaten bei bis zu 140%.

Mit dem Entscheid, Kernkraftwerke nicht zu ersetzen, werden in den nächsten 20 Jahren Kraftwerkskapazitäten wegfallen, welche im Winter entscheidende Strommengen produzieren. Ein verstärkter Zubau von Photovoltaikanlagen alleine kann diesen Wegfall im Winter nicht kompensieren.

Es gibt grundsätzlich drei Optionen beziehungsweise Kombinationen davon, um diese wegfallenden Kraftwerkskapazitäten zu ersetzen:

- Erhöhte Nettoimporte;
- Zubau von Kraftwerken im Inland;
- Reduktion des Verbrauchs.

Jede dieser Optionen hat Vor- und Nachteile. Für die Schweiz gilt daher, sorgfältig abzuwägen, welchen Weg sie einschlagen will.

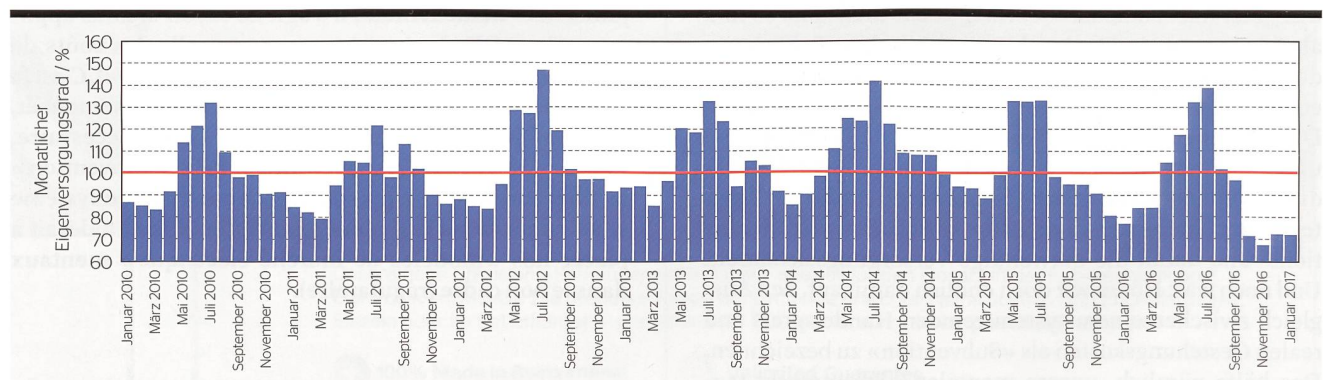
Es ist heute schon leicht abschätzbar, dass selbst bei einem ambitionierten Zubau von erneuerbarer Produktion sowie einer ambitionierten Verbrauchsreduktion die Nachfrage in den Wintermonaten nicht zu 100% mit inländischer Produktion gedeckt werden kann. [1] Importe können maximal in dem Ausmass getätigt werden, in welchem Netzkapazitäten und die notwendigen Energiemengen zur Verfügung stehen. Es gilt daher abzuwägen, in welchem Masse die Schweiz in den kommenden Jahren auf Importe setzen kann.

Um die Importabhängigkeit realistisch einschätzen zu können, reicht es nicht, diese Kennzahlen auf Jahres- oder Halbjahresbasis zu betrachten. Eine bessere Sicht gibt eine Monatsbetrachtung, um insbesondere für die kritischen Monate, wenn die Speichersstände der Schweizer Stauseen ihre Tiefstwerte erreichen, ein aussagekräftiges Bild über die Versorgungssituation der Schweiz zu erhalten.

Entwicklung der Nachfrage

Der Landesverbrauch der Schweiz betrug in den letzten zehn Jahren zwischen 61 und 64 TWh pro Jahr. Davon fielen rund 54% im Winter an. Mit Zielvereinbarungen, Gerätevorschriften und wettbewerblichen Ausschreibungen stehen bewährte Instrumente zur Verfügung, um die Stromeffizienz zu fördern und so den Verbrauch zu senken. Gleichzeitig wächst die Bevölkerung und es findet im Sinne der Steigerung der Gesamtenergieeffizienz eine Elektrifizierung statt, die den Stromverbrauch ansteigen lässt.

Entsprechend existieren zahlreiche sehr unterschiedliche Szenarien zum Stromverbrauch bis 2050. Die jüngsten entsprechenden Szenarien des BFE [2] und des VSE [3] stammen aus dem Jahre 2012. Das BFE-Szenario «Neue Energiepolitik» ist bezüglich Verbrauchsreduktion das Ehrgeizigste. Es geht davon aus, dass insbesondere im Gebäudebereich (Raumwärme, Beleuchtung) langfristig grosse Einsparungen möglich sind. Diese Verbrauchssenkung wird durch eine starke Zunahme des Elektrizitätsverbrauchs im Mobilitätssektor zwar gedämpft.



Monatlicher Eigenversorgungsgrad. [1]

Insgesamt wird aber angenommen, dass der Elektrizitätsverbrauch bereits 2030 ungefähr um 2 TWh unter dem heutigen Verbrauch liegen wird. Für 2050 wird von einem Landesverbrauch von 57,5 TWh ausgegangen, also von einer Reduktion gegenüber heute um rund 5 TWh. Dabei fallen etwa 55% des Verbrauchs in den Wintermonaten an.

Die tatsächliche Stromnachfrage lag 2015 noch unter dem tiefsten von BFE und VSE berechneten Wert. Eine Erklärung dafür sind einerseits die milden Winter der letzten Jahre. Andererseits hat auch die Nachfrage nach Strom im Bereich der Mobilität sowie im Bereich der Lüftung und Kühlung nicht in dem Masse zugenommen wie es erwartet worden war.

Sollte es in den nächsten Jahren zu einer starken Entwicklung im Bereich der Elektromobilität und einem starken Anstieg der Nutzung von Lüftungs- und Kühlungstechniken kommen, könnte sich die tatsächliche Nachfrage durchaus einem der Szenarien mit höherer Nachfrage angleichen. Auch ein starkes Wirtschafts- und Bevölkerungswachstum können zu einer höheren Stromnachfrage führen. In Überlegungen für die Zukunft sollte daher nicht nur das Szenario des BFE mit geringer Nachfrage, sondern auch Szenarien, die eine stärkere Entwicklung der Nachfrage voraussagen, berücksichtigt werden. Wird nur das günstigste Szenario einbezogen, stellt dies ein erhebliches Planungsrisiko dar.

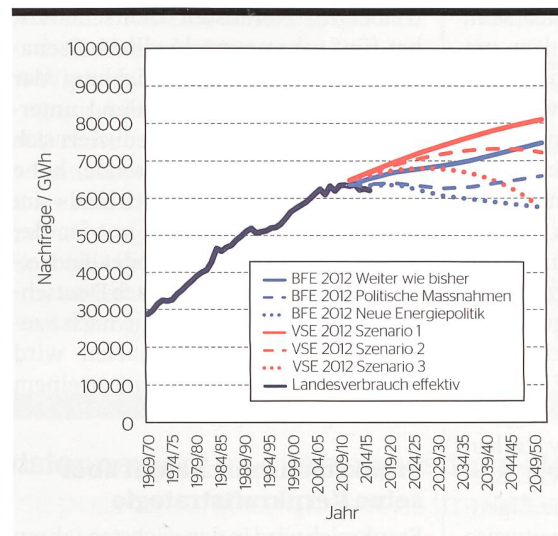
Entwicklung der Produktion

Der Schweizer Kraftwerkspark produzierte in den letzten zehn Jahren zwischen 62 und 70 TWh pro Jahr, wobei im Mittel 47% der Produktion im Winter und 53% im Sommer anfielen. [4].

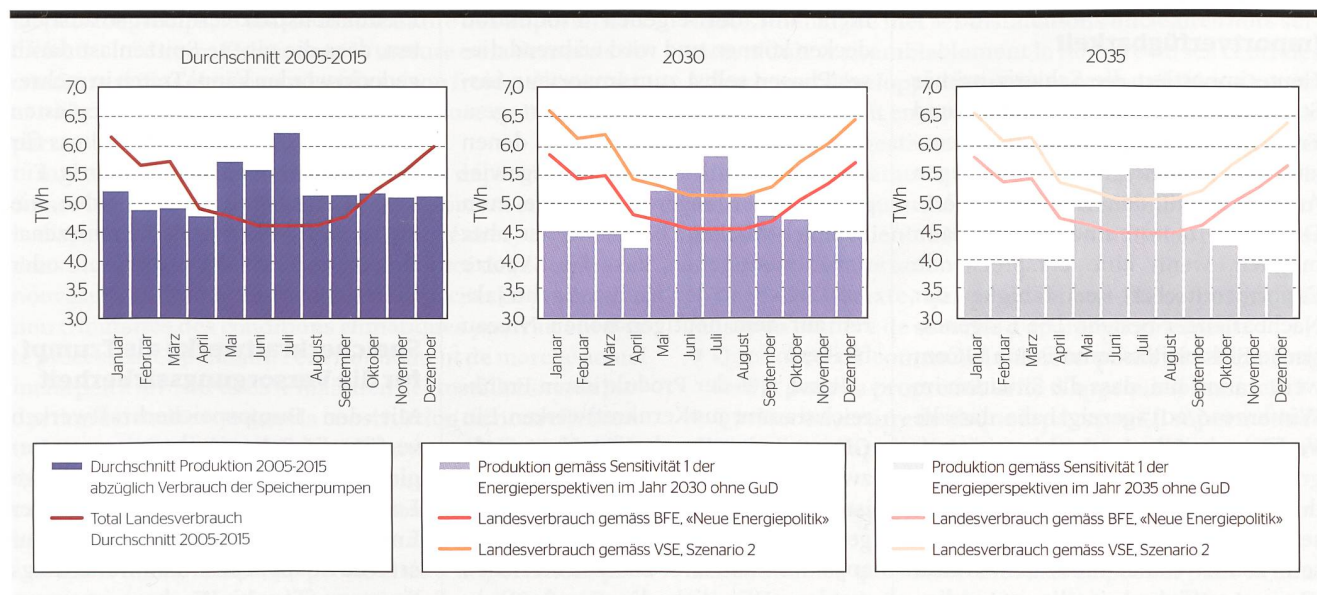
Das BFE hat 2012 die Entwicklung der erwarteten Produktion aus dem bestehenden Produktionspark sowie verschiedene Varianten zum Zubau von Kraftwerkskapazitäten im Inland aufgezeigt. [5] Unter den aktuellen Bedingungen ist der Zubau von Gaskombikraftwerken aus wirtschaftlichen Überlegungen unwahrscheinlich. Geht man von einem starken Ausbau der Erneuerbaren aus, wie in den Energieperspektiven 2050 angenommen, und nimmt man an, dass keine Gaskombikraftwerke in der Schweiz gebaut

werden, sinkt die Produktion bis 2035. Danach steigt sie dank dem Zubau Erneuerbarer Energien langsam wieder an. Die Produktion im Winterhalbjahr bleibt nach wie vor prozentual deutlich tiefer als die Produktion während des Sommerhalbjahrs.

Um sich ein Bild der Monatsproduktion in den Jahren 2020, 2030 und 2035 machen zu können, wurde aufgrund der in den Energieperspektiven 2050 angenommenen Jahresproduktion [4] ein mögliches Monatsprofil konstruiert. Dabei wurde die Jahresproduktion aus Wasserkraft (Speicher- und Laufwasserkraft) abzüglich Verbrauch der Speicherpumpen und jene aus bestehenden fossilen Kraftwerken gemäss der durchschnittlichen monatlichen Produktion aus den Jahren 2005–2015



Szenarien zum Landesverbrauch.



Produktionsprofil 2030 und 2035. Eigene Berechnungen basierend auf [5] und [1].

auf die Monate umgelegt. Für die Produktion aus PV-Anlagen wurde ein Standardeinspeiseprofil für das Schweizer Mittelland hinterlegt.

Für die restlichen Produktionsarten wurde die in den Energieperspektiven 2050 angegebene Winterproduktion gleichmässig auf die Monate Januar, Februar, März sowie Oktober, November, Dezember verteilt. Die Produktion während des Sommerhalbjahrs wurde gleichmässig auf die übrigen Monate verteilt. Dabei fällt auf, dass sich die Produktion insbesondere in den Monaten Oktober bis April von 2020 bis 2035 nochmals deutlich verringert. Der jährliche Landesverbrauch wurde für verschiedene Verbrauchsszenarien gemäss den Durchschnittswerten 2005–2015 auf die Monate verteilt.

Selbst bei ambitionierten Verbrauchsreduktionen wird es nicht möglich sein, den Verbrauch so stark zu senken, um damit die sinkende Produktion zu kompensieren. Werden keine weiteren Anreize zum Zubau von Inlandproduktion gesetzt, wird die Schweiz in den 2030er-Jahren über das ganze Jahr gesehen weniger produzieren als verbrauchen, und die Importabhängigkeit wird insbesondere in den Wintermonaten steigen. Selbst bei einer gedämpften Nachfrage (BFE-Szenario «Neue Energiepolitik» [2]) sinkt der Eigenversorgungsgrad damit im Januar 2035 auf beinahe 65%. Bei einer relativ starken Entwicklung der Nachfrage (VSE-Szenario 1 [3]) fällt der monatliche Eigenversorgungsgrad im Jahr 2035 zeitweise auf unter 55%.

Importverfügbarkeit

Heute importiert die Schweiz primär Strom aus Deutschland, Österreich und Frankreich. Die gut ausgebauten Grenzkapazitäten ermöglichen einen regen Austausch mit den Nachbarländern. Die hohen Importe sind aber nur dann möglich, wenn eine entsprechende Exportbereitschaft und -fähigkeit der Nachbarländer besteht. Die Eidgenössische Elektrizitätskommission ElCom weist darauf hin, dass die Situation im Winter 2016/2017 gezeigt habe, dass die Verfügbarkeit der Importkapazität aufgrund von Nichtverfügbarkeit der Produktion (Frankreich) und Netzengpässen (Deutschland und Italien) limitiert sein könne. Daher muss dem Risiko «Importverfügbarkeit» die notwendige Beachtung zukommen, insbesondere

im Hinblick auf die Ausserbetriebnahmen der restlichen Kernkraftwerke in Süddeutschland bis 2022 sowie auf die Verzögerungen beim innerdeutschen Netzausbau. [6]

Deutschland stellt KKW ab und reduziert Kohlekraftwerke

In Deutschland wird 2022 das letzte Kernkraftwerk ausser Betrieb genommen und die Zahl der Kohlekraftwerke nimmt bis 2025 voraussichtlich ab. Der Anteil erneuerbarer Energien wird weiterhin stark wachsen. [7] Da sich viele Kernkraftwerke im süddeutschen Raum befinden und insbesondere Windpärke primär in Norddeutschland angesiedelt sind, kann sich diese Entwicklung längerfristig auf die Importmöglichkeiten der Schweiz auswirken.

50Hertz, der Übertragungsnetzbetreiber im Nordosten Deutschlands, hat fünf sehr unterschiedliche Szenarien zur weiteren Entwicklung der Energiewende in Deutschland untersucht. In allen Szenarien reduziert sich der derzeit zu beobachtende hohe Exportüberschuss Deutschlands im Jahre 2035 deutlich und in vier der untersuchten Szenarien findet ein Nettoexport von der Schweiz nach Deutschland statt (0,3–3,4 TWh/a je nach Szenario). In einigen Szenarien wird Deutschland sogar insgesamt zu einem Nettoimporteur. [8]

Frankreich entscheidet über seine Kernkraftstrategie

Frankreich wird in den nächsten Jahren seinen Verbrauch zu gewissen Stunden nicht mit der eigenen Produktion decken können und wird während dieser Phasen selbst zum Importeur, insbesondere an kalten Wintertagen. Bereits heute gibt es Tage, an denen Frankreich stark auf Importe angewiesen ist. Über längere Zeiträume, zum Beispiel Wochen, betrachtet ist aber davon auszugehen, dass die Exporte Frankreichs in den nächsten zehn Jahren auf dem heutigen hohen Niveau bleiben.

Rund 75% der Produktion in Frankreich stammt aus Kernkraftwerken. Ein Grossteil der Kernkraftwerke wurde zwischen 1980 und 1990 gebaut und es ist damit zu rechnen, dass diese Anlagen im Zeitraum zwischen 2025 und 2050 das Ende ihrer Laufzeit erreichen werden. Wie sich die Kernkraft in Frankreich nach 2030 entwickelt, hängt

stark von energiepolitischen und wirtschaftlichen Entwicklungen ab. RTE geht davon aus, dass sich der Nettoexport aus Frankreich – je nach Entwicklung – im Vergleich zu 2013 bereits im Jahre 2030 beinahe halbieren könnte.

Italien legt Überkapazitäten still

In Italien existiert eine grosse Zahl fossiler Kraftwerke (Gas), welche relativ neu und entsprechend effizient sind. Allerdings haben eine verringerte Nachfrage sowie der Zubau neuer Erneuerbarer zu massiven Überkapazitäten geführt. Zwei der grossen Kraftwerksbetreiber haben daher angekündigt, einige fossile Kraftwerke stillzulegen, sodass in Zukunft weniger steuerbare Kapazitäten zur Verfügung stehen. Weiter bestehen in Italien strukturelle Netzengpässe, welche es den Kraftwerken im Süden erschweren, Abnehmer beispielsweise in der Schweiz zu finden. [9]

Immer mehr Kapazitätsmechanismen

Weiter kommt hinzu, dass viele Länder dabei sind, Kapazitätsmechanismen einzuführen. Die heutigen tiefen Strompreise liefern wenig Investitionsanreize. Kapazitätsmechanismen sollen daher dafür sorgen, die Produktionskapazitäten auf einer Höhe zu halten, welche die Versorgung des eigenen Landes zu jedem Zeitpunkt sicherstellt. Überkapazitäten zur Deckung des Importbedarfs angrenzender Länder sind nicht Teil eines Kapazitätsmechanismus. Es ist daher davon auszugehen, dass die Länder ihren Produktionspark vermehrt so ausrichten, dass die eigene Spitzenlast damit gedeckt werden kann. Treten in mehreren Ländern gleichzeitig Spitzenlasten auf, bleibt kein Energieüberschuss für einen Import in die Schweiz übrig. Für die Schweiz gilt es, zu entscheiden, wie gut sie die Risiken eines Extremszenarios (zum Beispiel Dunkelflaute oder Kältewelle) abdecken will.

Speicherkraftwerke als Trumpf für die Versorgungssicherheit

Mit den Pumpspeicherkraftwerken verfügt die Schweiz über einen strategischen Vorteil, um sehr kurzfristige Engpässe von einigen Stunden bei der Energielieferung auszugleichen. Dauert eine Knappheitssituation allerdings länger an (Tage bis Wochen), ist sie nur bei entsprechenden Füllständen der

Speicherseen zu bewältigen und führt in jedem Fall zu tieferen Füllständen, welche später problematisch werden können.

Simulationen zur Versorgungssicherheit

Mehrere Studien kommen zum Schluss, dass die Versorgungssicherheit in der Schweiz bis zum Jahr 2025 auch ohne den Zubau von Gaskombikraftwerken nicht gefährdet ist. [7, 10, 11] Alle diese Studien gehen davon aus, dass die bestehenden Kraftwerke im Rahmen ihrer Lebensdauer weiterbetrieben und nicht aus wirtschaftlichen Gründen frühzeitig stillgelegt werden. Weiter sind auch die Netzausbauten, wie sie das «Strategische Netz 2025» [12] vorsieht, in den Studien berücksichtigt.

Simulationen zur Versorgungssicherheit in der Zeit nach 2025 sind geprägt von grossen Unsicherheiten in Bezug auf Produktionspärke, Verbrauch und Netzkapazitäten. Stabile Annahmen sind nicht möglich. Aus diesem Grund ist es wichtig, dass sich die Schweiz nicht nur auf ein Szenario fokussiert, sondern unterschiedliche Szenarien betrachtet und für jedes eine politisch tragfähige Lösung anbieten

kann. Nur so ist die Schweiz auf die Entwicklung der Zukunft wirklich vorbereitet. Abwarten ist keine realistische Option, denn dann verliert das Land je nach Entwicklung seine Handlungsfreiheit. Extremszenarien müssen evaluiert werden, und die Schweiz muss sich bewusst sein, welche Risiken sie abdecken will.

Der Importbedarf der Schweiz wird in den nächsten Jahren zunehmen, sofern keine Gegenmassnahmen getroffen werden. Gleichzeitig wird die Exportfähigkeit unserer Nachbarländer voraussichtlich abnehmen. Vor dem Hintergrund dieser gegenläufigen Tendenzen stellen sich für die Schweiz vier Schlüsselfragen:

- Welches gemeinsame Ziel verfolgt die Schweiz langfristig für die eigene Versorgungssicherheit?
- Welche Risikoabsicherung will sich die Schweiz dabei leisten?
- Wie kann sie die gewünschte Versorgung sicherstellen?
- Welche Schritte müssen wann gemacht werden?

Dies sind die zentralen Fragen für die zweite Etappe der Energiestrategie 2050, die beantwortet werden müssen, um weiterhin eine hohe Stabilität der Versorgung gewährleisten zu können.

Referenzen

- [1] Zeitreihe Elektrizitätsbilanz Schweiz Monatswerte, BFE, 2016.
- [2] Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050, Bundesamt für Energie (Hrsg.), 2012.
- [3] Wege in die neue Stromzukunft, Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen (VSE), 2012.
- [4] Elektrizitätsstatistik 2015, Bundesamt für Energie, 2016a.
- [5] Energieperspektiven 2050: Sensitivitätsanalysen Photovoltaik, Bundesamt für Energie, 2013.
- [6] ElCom Newsletter 03/2017 vom 30. März 2017. www.elcom.admin.ch.
- [7] Mid-term Adequacy Forecast, Entso-E, 2016.
- [8] 50Hertz «Energiewende Outlook 2035», 2016.
- [9] Generation adequacy report on the electricity supply-demand balance in France, RTE, 2016.
- [10] Generation Adequacy Assessment, Pentilateral Energy Forum, 2015.
- [11] Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung, Bundesministerium für Wirtschaft und Energie BMWI, 2015.
- [12] Strategisches Netz 2025, Swissgrid, 2015.
- [13] Generation adequacy report on the electricity supply-demand balance in France, RTE, 2014.

Autoren

Katrin Lindenberger ist Expertin Energiewirtschaft beim VSE.
→ VSE, 5001 Aarau
→ katrin.lindenberger@strom.ch

Claudius Kobel ist Regulierungsmanager bei BKW Energie AG.
→ BKW Energie AG, 3013 Bern
→ claudius.kobel@bkw.ch

Philipp Wenk ist Leiter Energie Operations bei SBB AG.
→ SBB AG, 3052 Zollikofen
→ philipp.wenk@sbb.ch

Niklaus Zepf ist Leiter Corporate Development bei Axpo Holding AG.
→ Axpo Holding AG, 5401 Baden
→ niklaus.zepf@axpo.com



La sécurité d’approvisionnement en quatre questions-clé

La Suisse a besoin de se poser quelques questions importantes – et de trouver des réponses.

Depuis longtemps, la Suisse est tributaire des importations d’électricité durant l’hiver dans la mesure où la demande de courant est plus élevée pendant la saison froide, d’une part, et où la production indigène est supérieure en été, d’autre part.

Au cours des 20 prochaines années, la dépendance de la Suisse vis-à-vis des importations se renforcera en raison de la disparition partielle des centrales nucléaires, et ce même dans l’hypothèse d’un développement forcé des énergies renouvelables. Seule la construction de capacités de production non tributaires des conditions climatiques pourrait enrayer le processus. Cependant, l’environnement de marché actuel incite peu à investir dans le maintien des installations de production existantes ou dans la construction de nouvelles centrales non subventionnées dans le pays, et ainsi, à réduire la dépendance vis-à-vis des importations. C’est par exemple le cas pour les installations qui ne fonctionnent que quelques heures par an, en guise de renfort pendant l’hiver.

Dans le même temps, les possibilités d’importations présentent un caractère plus incertain, car il est difficile de prévoir la situation à venir des parcs de centrales des pays voi-

sins. L’Allemagne met ses installations nucléaires hors service, réduit vraisemblablement le nombre de ses centrales à charbon et développe les énergies renouvelables. Quant à la France, elle doit encore définir sa stratégie nucléaire. Par la suite, des congestions de réseau impossibles à anticiper dues aux déplacements des flux d’électricité ainsi qu’à la diminution des quantités d’énergie disponibles pour l’importation pourraient restreindre davantage les possibilités en termes d’importations.

Dans ce contexte, quatre questions-clé se posent à la Suisse en matière de sécurité d’approvisionnement:

- Quel objectif commun la Suisse poursuit-elle à long terme pour sa propre sécurité d’approvisionnement?
- Quelle couverture de risque le pays peut-il se permettre?
- Comment l’approvisionnement souhaité peut-il être assuré?
- Quelles étapes sont nécessaires? Quand faut-il les franchir?

Telles sont les questions centrales se posant pour la deuxième étape de la Stratégie énergétique 2050 afin de continuer à pouvoir garantir un approvisionnement élevé. **MR**