

Sachdokumentation:

Signatur: DS 1602

Permalink: www.sachdokumentation.ch/bestand/ds/1602



Nutzungsbestimmungen

Dieses elektronische Dokument wird vom Schweizerischen Sozialarchiv zur Verfügung gestellt. Es kann in der angebotenen Form für den Eigengebrauch reproduziert und genutzt werden (private Verwendung, inkl. Lehre und Forschung). Für das Einhalten der urheberrechtlichen Bestimmungen ist der/die Nutzer/in verantwortlich. Jede Verwendung muss mit einem Quellennachweis versehen sein.

Zitierweise für graue Literatur

Elektronische Broschüren und Flugschriften (DS) aus den Dossiers der Sachdokumentation des Sozialarchivs werden gemäss den üblichen Zitierrichtlinien für wissenschaftliche Literatur wenn möglich einzeln zitiert. Es ist jedoch sinnvoll, die verwendeten thematischen Dossiers ebenfalls zu zitieren. Anzugeben sind demnach die Signatur des einzelnen Dokuments sowie das zugehörige Dossier.

Energiestrategie 2050: Bedrohung der Stromversorgung



SILVIO BORNER UND BERND SCHIPPS * • Oktober 2018

Zusammenfassung

- Eine funktionierende Stromversorgung ist für die Volkswirtschaft elementar. Stromangebot und -nachfrage müssen sich dabei möglichst genau entsprechen. In der Schweiz funktionierte die Stromversorgung bislang auch bei Nachfragespitzen praktisch einwandfrei – hauptsächlich dank der Unterstützung von Speicherseen und Kernkraftwerken.
- Mit der Energiestrategie 2050 (ES 2050) beabsichtigt der Bundesrat einen grundlegenden Umbau des bisherigen Erfolgsmodells. Er strebt eine vermehrte Deckung des künftigen Strombedarfs mit erneuerbaren Energieträgern an, obwohl diese punkto Zuverlässigkeit nicht mit den bisherigen Energieträgern mithalten können.
- Auch rechnet der Bundesrat mit einem Rückgang im Energiebedarf pro Kopf. Insbesondere die zur Erhaltung der Wettbewerbsfähigkeit unvermeidliche Automatisierung und Digitalisierung der Produktionsprozesse in der Industrie, im Gewerbe und im Dienstleistungssektor wird jedoch nicht zu einer geringeren, sondern eher zu einer steigenden Stromnachfrage führen. Unterdrückt der Staat diese Nachfrage, ist mit Abwanderung von Arbeitsplätzen und Kapital zu rechnen.
- Die ES 2050 wird zu einer Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit führen, solange es keine technische und wirtschaftliche Lösung für den saisonalen Ausgleich zwischen Stromproduktion und Stromnachfrage gibt. Wenn stabile Stromproduzenten (Wasser- und Kernkraftwerke) vom Netz genommen werden, nimmt das Risiko von Stromunterbrüchen zu. Die Abhängigkeit von (nicht garantierten) Stromimporten wird dann sukzessive zunehmen und die Strompreise werden unausweichlich steigen, selbst wenn es gelingen sollte, neue Speichermöglichkeiten und -techniken zu finden und «Backup»-Kraftwerke (z.B. Gaskraftwerke) zu bauen. Zumindest sollten deshalb alle inländischen KKW unterdessen weiter Strom produzieren können, solange dies aufgrund des laufenden Unterhalts auch ökonomisch vertretbar ist.

* Silvio Borner ist emeritierter Professor für Wirtschaft und Politik an der Universität Basel. Bernd Schipps war bis zu seiner Emeritierung ordentlicher Professor der ETH Zürich und zuvor auch als Professor an den Universitäten Bochum und St. Gallen tätig.

Eine sichere Versorgung mit elektrischer Energie ist eine unverzichtbare Voraussetzung für das Funktionieren einer modernen Volkswirtschaft. Die Versorgung mit Strom muss daher zu jeder Zeit und unter allen Umständen gewährleistet sein. Die Stromversorgung kann jedoch nur sicher funktionieren, wenn das Stromangebot immer möglichst genau der Stromnachfrage entspricht. Konkret heisst dies auch, dass die produzierte Leistung immer der nachgefragten Leistung entsprechen und die Frequenz des Stroms im schweizerischen Netz – mit engen Toleranzen – ständig 50 Hertz (Hz) betragen muss. Liegt die Frequenz unter 50 Hz, dann ist zu wenig Leistung im Netz, liegt sie darüber, so besteht ein zu grosses Angebot. Strom ist jedoch in Form von Strom nicht speicherbar. Er muss im Land «on time» im Moment der Nachfrage erzeugt oder aus dem Ausland importiert werden.

Den Anforderungen an ein sicheres Stromversorgungssystem konnte in der Schweiz bis dato entsprochen werden. Die flächendeckende Versorgung mit elektrischer Energie begann Ende des 19. und zu Beginn des 20. Jahrhunderts mit den ersten grossen Flusswasserkraftwerken. Diese wurden zunächst möglichst nahe bei den Nachfragern gebaut. Die Leitungen konnten so kurzgehalten und die Verluste beim Stromtransport verringert werden. Zunehmend wurden dann eigentliche Netze erstellt, um Elektrizität auch an entferntere Nachfrager – anfänglich vor allem an Industrie- und Gewerbebetriebe – liefern zu können. In den Jahren zwischen den Weltkriegen und insbesondere mit Beginn der wirtschaftlichen Erholung nach Ende des 2. Weltkrieges wurden in den schweizerischen Alpen grosse Speicherseen gebaut, um den Strombedarf auch bei Nachfragespitzen und in den Winterhalbjahren decken zu können.

Für den Stromtransport wurden Hochspannungsleitungen zu den Nachfragezentren im Inland und bis an die Nordgrenze der Schweiz (Laufenburg) gelegt, um einen Zusammenschluss der Netze in Frankreich, Deutschland und in der Schweiz zu ermöglichen. Der 1958 erfolgte Zusammenschluss dieser drei Netze war die Geburtsstunde eines europäischen Verbundnetzes, das sowohl für den Stromhandel in Europa neue Möglichkeiten eröffnete als auch den Kraftwerken im In- und Ausland eine gegenseitige und damit effizientere Bereitstellung von Reserven zur Sicherung der Stromversorgung erlaubte.

Gegen Ende der 50er Jahre zeichnete sich deutlich ab, dass die bestehenden Flusskraftwerke nicht mehr ausreichen würden, um den wachsenden Bedarf an Bandstrom zu befriedigen. Nicht zuletzt wegen den in den Winterhalbjahren in der Regel weniger Wasser führenden Flüssen wurden zunächst neue Ölkraftwerke geplant. Rasch entschloss man sich aber dann dazu, auf den Bau von neuen auf fossile Energieträger basierende Kraftwerke zu verzichten und dafür Kernkraftwerke (KKW) zu errichten. Mit der Inbetriebnahme der KKW Beznau 1 (1969), Beznau 2 (1971), Mühleberg (1972), Gösgen (1979) und Leibstadt (1984) wurde die Stabilität des Stromversorgungssystems gestärkt und ein entscheidender Beitrag für eine sichere Stromversorgung erbracht. Mit Bandstrom produzierenden KKW wurde nicht nur der Strombedarf insgesamt besser gedeckt, sondern mit dem während der Nachtstunden nicht

benötigten Strom konnte auch ein wirtschaftlicher Betrieb der – für die am Tage anfallenden Nachfragespitzen konzipierten – Pumpspeicherwerke ermöglicht werden. Trotzdem blieb die Schweiz vor allem in den Winterhalbjahren weiterhin auf Stromimporte angewiesen. Lediglich temporäre Stromüberschüsse konnten exportiert werden. Die Importe von günstiger Bandenergie ermöglichten aber zusammen mit den Speicherseen und insbesondere mit den Pumpspeicherwerken selbst in einzelnen Wintermonaten einen Export von zu höheren Preisen absetzbarem Strom.

Die sich akzentuierenden Widerstände gegen den Bau weiterer KKW schürten jedoch Ängste vor einer drohenden Unterversorgung der Schweiz mit Strom. Diese Sorgen veranlassten bzw. zwangen die Energieversorgungsunternehmen (EVU) mit Kraftwerksbetreibern in Frankreich langfristige Verträge für den Bezug von Strom und die Bereitstellung von Reservekapazitäten abzuschliessen. Gemäss der Elektrizitätsstatistik des Bundesamtes für Energie (BFE) gab es Ende 2016 Verträge für Strombezugsrechte aus Kraftwerken in Frankreich in Höhe von 2455 MW¹. Diese Bezugsrechte trugen und tragen gegenwärtig immer noch ganz wesentlich zur Schliessung der Versorgungslücken in den Wintermonaten bei.

Bis dato gab es nur wenig gravierende Störfälle bei der Stromversorgung in der Schweiz. Diese konnten zudem meist auch rasch und ohne grössere Nachteile für die Betroffenen wieder behoben werden. Die Stromversorgung gilt daher gemeinhin als sicher. Nicht zuletzt deshalb machen sich die Stromnachfrager auch noch recht wenig Gedanken über die Risiken des mit der Energiestrategie 2050 (ES 2050) angepeilten Stromversorgungssystems.

Und wie sicher wird die Stromversorgung morgen sein?

Nicht zuletzt unter dem Eindruck der gravierenden Folgen des durch einen Tsunami ausgelösten Reaktorunfalls in Fukushima (Japan) am 11. März 2011, aber auch mit Blick auf die kommenden Wahlen, entschied sich der Bundesrat (BR) für eine Kehrtwende in der bisher verfolgten Energiepolitik. Mit der ES 2050 beabsichtigt der BR, die Versorgung des Landes sowohl mit Energie insgesamt als auch mit elektrischer Energie grundlegend zu verändern. Die ES 2050 beinhaltet den Verzicht auf den Bau neuer KKW und eine vermehrte Deckung des künftigen Strombedarfs aus Anlagen, die mit den sogenannten neuen erneuerbaren Energieträgern (neE) – Sonne, Wind, Biomasse und Erdwärme – Strom produzieren. Eine Initiative, mit der eine sofortige Abschaltung aller KKW in der Schweiz erreicht werden sollte, wurde am 27. November 2016 von den Stimmbürgern abgelehnt. Mit einem Referendum konnte auch eine Abstimmung über das für eine Umsetzung der ES 2050 notwendige Energiegesetz (EnG) erreicht werden.

Am 21. Mai 2017 stimmten jedoch die Stimmbürger mehrheitlich für das revidierte EnG. Nur in den Kantonen Glarus, Schwyz, Aargau und Obwalden wurde das EnG abgelehnt. Der im EnG enthaltene Verzicht auf den Bau neuer KKW und die aus

¹ Vgl. Bundesamt für Energie (BFE), Elektrizitätsstatistik 2016, Bern 2017.

erwarteten technischen Fortschritten bei der Stromerzeugung mit neE resultierenden Vorteile für Klima, Umwelt und künftige Generationen sowie die Haltung des BR dürften für das Abstimmungsergebnis letztlich entscheidend gewesen sein².

Der BR hat an seiner Sitzung vom 1. November 2017 das total revidierte EnG per 1. Januar 2018 in Kraft gesetzt. Gleichzeitig hat der BR die Ergebnisse der Vernehmlassung zu den zugehörigen Ordnungsrevisionen zur Kenntnis genommen und die Verordnungen verabschiedet. Für die künftige Versorgung der Schweiz mit Energie sieht das Gesetz vor³, dass der durchschnittliche Energiebedarf pro Kopf und Jahr gegenüber dem Stand im Jahr 2000 bis zum Jahr 2020 um 16 Prozent und bis zum Jahr 2035 um 43 Prozent reduziert werden soll⁴. Der durchschnittliche Strombedarf pro Kopf und Jahr soll bis 2020 um 3 Prozent und bis 2035 um 13 Prozent gegenüber dem Stand im Jahr 2000 gesenkt werden. Die Stromerzeugung mit neE soll im Jahr 2020 bei mindestens 4 400 GWh und 2050 bei mindestens 14 500 GWh liegen. Auch bei der Stromproduktion mit Wasserkraft im Inland wird ein Ausbau angestrebt, so dass 2035 die durchschnittliche Produktion mindestens 37 400 GWh beträgt⁵.

Im Jahr 2017 haben die inländischen KKW 19 548 GWh Strom erzeugt⁶. Die Produktion der KKW war damit etwas geringer als im Jahr zuvor (2016: 20 309 GWh) und auch deutlich niedriger als das langjährige Mittel, das bei rund 25 000 GWh liegt. Für diese Abweichung gibt es verschiedene Gründe. Bis auf eine Abschaltung aufgrund eines Öl-Lecks im nicht-nuklearen Teil der Anlage verlief die Produktion in Beznau 2 (Nettoleistung 365 MW) störungsfrei. Die zeitliche Verfügbarkeit dieses KKW lag dennoch bei 88.3 Prozent. Die Verfügbarkeit des KKW Mühleberg (Nettoleistung 373 MW), dessen Abschaltung für 2019 geplant ist, lag bei 92.9 Prozent und beim KKW Gösgen (Nettoleistung 1010 MW) bei 93 Prozent. Die Produktion des KKW Leibstadt (Nettoleistung 1220 MW) fiel zu Beginn des Jahres aufgrund der im Jahr zuvor festgestellten lokalen Oxidationen an den Brennstäben einige Zeit aus (bis 17. Februar). Danach wurde die Anlage vorübergehend nur mit reduzierter Leistung betrieben. Diese Massnahme und nicht spezifikationsgerecht gelieferte Brennstäbe, deren Ersatz ein Wiederanfahren der Anlage nach der jährlichen Hauptrevision verzögerte, verringerten die Produktion dieses KKW um etwa ein Drittel. Die zeitliche Ver-

² Vgl. Anke Tresch, Florence Lebert, Laura Scaperrotta und Lukas Lauener unter Mitarbeit von Thomas Milic, Georg Lutz und Oliver Lipps, VOTO-Studie zur eidgenössischen Volksabstimmung vom 21. Mai 2017, Lausanne / Aarau / Luzern, Juli 2017 sowie den Beitrag von Hans Rentsch, Ideologisch verzerrte energiepolitische Kommunikation, in: Bernd Schipps und Silvio Borner (2018), Versorgungssicherheit: Vom politischen Kurzschluss zum Blackout, Basel: Carnot-Cournot.

³ Vgl. Energiesetz (EnG), Art. 2 und 3.

⁴ Umgangssprachlich wird häufig der Begriff «Energieverbrauch» benutzt, obwohl Energie nur umgewandelt und nicht verbraucht werden kann. Nur Energieträger können verbraucht werden. Energie kann auch nicht produziert werden. Es gibt daher auch keine neuen Energien, sondern nur neue erneuerbare Energieträger.

⁵ Im Falle von Pumpspeicherwerken ist in diesem Richtwert nur die Stromerzeugung aufgrund natürlicher Zuflüsse enthalten.

⁶ In den Produktionsdaten sind auch 96 GWh enthalten, die von den Kernkraftwerken Beznau 2 (mit 28 GWh) und Gösgen (mit 70 GWh) in Form von Fernwärme an Wohngebäude und Gewerbebetriebe in den betreffenden Regionen geliefert wurden. Durch diese Weitergabe des Heizdampfes konnten die CO₂-Emissionen um rund 80 000 Tonnen gegenüber einer Verbrennung von Heizöl reduziert werden.

fügbare Anlage betrug daher nur 61.3 Prozent. Die Produktion des KKW Bznau 1 (Nettoleistung 365 MW) fiel aufgrund von Abklärungen im Rahmen des Sicherheitsnachweises für das Reaktordruckgefäß sogar im ganzen Jahr aus.

Zu beachten ist, dass die KKW heute noch einen erheblichen Teil zur Grundlastproduktion beitragen und eine Stilllegung dieser Kraftwerke sowie der Verzicht auf den Bau neuer KKW die Zusammensetzung der Stromproduktion im Inland massiv beeinflussen wird⁷. Unter der Annahme, dass die KKW maximal 55 Jahre in Betrieb bleiben, dürfte in der Schweiz im Jahr 2035 das letzte KKW stillgelegt werden. Damit stellt sich die Frage, wie sich die schrittweise geringer werdende Stromproduktion der inländischen KKW auf die Sicherheit der Stromversorgung auswirken wird. Es ist daher im Detail zu prüfen, ob die im EnG vorgesehene Massnahmen – eine Verringerung der Stromnachfrage, ein Ausbau der Stromproduktion mit neE und Wasserkraft –, die bei Bedarf noch durch vermehrte Stromimporte und/oder Strom aus noch zu bauenden Gaskraftwerken ergänzt werden sollen, effektiv die sich nach Stilllegung der KKW abzeichnenden Lücken in der Stromversorgung schliessen können.

Wird der Strombedarf in Zukunft geringer werden?

Effizienzverbesserungen und Suffizienz

In den Jahren von 2000 bis 2016 ging die Stromnachfrage pro Kopf zwar leicht zurück, der Bedarf an elektrischer Energie insgesamt stieg jedoch von 52 373 GWh auf 58 239 GWh an. Der Anteil der Elektrizität am Endverbrauch von Energieträgern erhöhte sich im gleichen Zeitraum von 22.0 Prozent auf 24.5 Prozent. Die Stromnachfrage nahm auch 2017 mit 0.4 Prozent zu. Das Bevölkerungswachstum hat – trotz der von den Unternehmen umgesetzten Effizienzverbesserungen – mit zu dieser Zunahme geführt. Die aufgrund technischer Fortschritte möglichen Effizienzverbesserungen bei elektrischen Antrieben und Geräten werden von den Unternehmen schon aus Kostengründen und ohne staatliche Einflussnahme genutzt. Die im internationalen Vergleich hohen Strompreise zwingen die Unternehmen zudem ständig dazu, ihren Strombedarf soweit wie technisch möglich zu verringern, um auf ausländischen Märkten und gegenüber Importen wettbewerbsfähig zu bleiben.

In Bezug auf die Stromnachfrage privater Haushalte ist die Entwicklung jedoch etwas anders zu beurteilen. Neue stromsparende Geräte werden zwar auch hier zunehmend eingesetzt. Die auf neue Geräte zurückgehenden Effizienzverbesserungen und Reduktionen der Stromkosten, führen aber nicht selten zur Anschaffung zusätzlicher elektrischer Geräte und damit zu einer – zumindest teilweisen – Kompensation der zunächst durch den technischen Fortschritt erzielten Einsparungen («Rebound-Effekt»). Ein spürbarer Rückgang der Stromnachfrage privater Haushalte aufgrund von Effizienzverbesserungen bei den im privaten Bereich eingesetzten elektrischen Geräten ist daher eher nicht zu erwarten. Erst massiv steigende Strompreise könnten

⁷ Vgl. dazu vor allem die Beiträge von Hans Achermann, Eine sichere Stromversorgung ist keine Selbstverständlichkeit und Emanuel Höhener, Versorgungssicherheit gestern, heute und morgen, in: Bernd Schipps und Silvio Borner (2018), Versorgungssicherheit: Vom politischen Kurzschluss zum Blackout, Basel: Carnot-Cournot.

zu der von der Politik angestrebten Reduktion der Stromnachfrage in den privaten Haushalten beitragen. Nicht weiter erstaunlich ist deshalb, dass die Politik und entsprechend engagierte Umweltorganisationen immer wieder versuchen, die privaten Haushalte – durch regelmässige Informationen über vorhandene Stromsparpotenziale oder durch den Vergleich des Strombedarfs eines spezifischen Haushalts mit dem anderer Haushalte u.ä.m. – zu einer Verhaltensänderung zu bewegen («Nudging»)⁸.

Argumente für eine wachsende Stromnachfrage

Salopp ausgedrückt kann man sagen, dass ohne Strom in einer modernen Volkswirtschaft fast nichts mehr funktioniert. Die gerade in den letzten Jahren zunehmende Bedeutung von Kommunikations-, Kontroll- und Steuerungstechniken haben die Abhängigkeit der wirtschaftlichen Entwicklung von einer sicheren und kostengünstigen Stromversorgung noch erheblich verstärkt.

Die Argumente für einen weiter steigenden Strombedarf sind zahlreich und durchaus plausibel. Eine wachsende Bevölkerung, die strukturellen Veränderungen in der Zusammensetzung der privaten Haushalte (mehr Einpersonenhaushalte), der zunehmende Flächen- und damit auch Strombedarf im Wohnbereich und eine rasch fortschreitende Digitalisierung (Internet der Dinge) werden zu einer höheren Stromnachfrage führen. Insbesondere die zur Erhaltung der Wettbewerbsfähigkeit unvermeidliche Automatisierung und Digitalisierung der Produktionsprozesse in der Industrie, im Gewerbe und im Dienstleistungssektor wird nicht zu einer geringeren, sondern eher zu einer steigenden Stromnachfrage führen. Die auch bei einer anhaltenden Zuwanderung in den kommenden Jahren knapper werdenden Arbeitskräfte werden den sich bereits abzeichnenden Umbau der Produktionsstruktur noch beschleunigen. Trotz weiterer Effizienzverbesserungen ist daher eine Entkoppelung von Strombedarf und Wirtschaftswachstum in den nächsten Jahrzehnten ziemlich unwahrscheinlich.

Hinzu kommt die von der Politik forcierte Substitution von fossilen Energieträgern durch Strom, um die für die globale Erwärmung mitverantwortlich gemachten Emissionen von Treibhausgasen (THG) möglichst rasch reduzieren zu können. Ein wesentlicher Beitrag zur Reduktion der THG soll durch einen Wandel in der Antriebstechnik von Fahrzeugen erreicht werden. Das erklärte Ziel der Politik ist, mit Elektroantrieben anstelle von Verbrennungsmotoren, vor allem die – auf den Strassenverkehr zurückgehenden – Schadstoffemissionen (THG, Feinstaub) möglichst rasch zu verringern⁹. Auch wenn die von der Politik gesetzten bzw. erwünschten Ziele für elektrisch angetriebene Fahrzeuge – aller Voraussicht nach – noch nicht bis 2035 erreicht werden, führt eine steigende Anzahl von Elektrofahrzeugen zu neuen Herausforderungen für

⁸ Vgl. z.B. SCCER CREST, Reduktion der Energienachfrage von Haushalten – erfolgversprechende Schritte auf einem langen Weg, White Paper 4, Januar 2018.

⁹ Elektrofahrzeuge emittieren lokal weniger Schadstoffe als Fahrzeuge mit Verbrennungsmotoren. Die Produktion dieser Fahrzeuge ist jedoch energie- und schadstoffintensiver und die Herstellung der Batterien benötigt mehr knappe Rohstoffe und Energie. Hinzu kommt, dass der Strom für diese Fahrzeuge auf absehbare Zeit noch nicht vollständig CO₂-frei produziert werden kann.

die Stromversorgung. Die Nachfrage nach Strom nimmt mit jedem neu in Betrieb genommenen Elektrofahrzeug – das den für den Antrieb benötigten Strom aus Batterien entnimmt – zu. Ausserdem müssen Ladestationen für die Batterien dieser Fahrzeuge neu in das bestehende Stromnetz integriert werden. Problematisch für die Stromversorgung – insbesondere für die Verteilnetze – können dann insbesondere Situationen werden, in denen gleichzeitig die Batterien vieler Elektrofahrzeuge geladen werden müssen. Eine solche Situation kann dann rasch zu einer Überlastung der oft nur für den Strombedarf privater Haushalte ausgelegten Netze führen.

Die Batterien der Fahrzeuge könnten allerdings selbst als Stromspeicher zur Netzstabilisierung eingesetzt werden. Voraussetzung für ein derartiges Energiemanagement- und Vermarktungssystem ist jedoch, dass der in den Batterien gespeicherte Strom für den Fahrbetrieb effektiv erst dann benötigt wird, wenn die Batterien wieder neu geladen werden können und die Betreiber der Fahrzeuge für den ins Netz zurück gespeisten Strom auch einen attraktiven Preis erhalten. Eine Stromspeicherung in den Batterien von Elektrofahrzeugen ist in einem grösseren Ausmass daher wenig realistisch. Vor allem werden diese Fahrzeuge auch nicht immer gerade dann am Netz hängen, wenn PV- und Windkraftanlagen Strom produzieren können.

Setzt die Entwicklung der Elektromobilität – nicht wie gegenwärtig vor allem auf Fahrzeuge, die den Strom für den Antrieb aus Batterien beziehen – künftig vermehrt auf Fahrzeuge mit Brennstoffzellen zur Stromerzeugung, dann hätte dies auch erhebliche Auswirkungen auf das Stromversorgungssystem. Der zur Stromerzeugung in Brennstoffzellen benötigte Wasserstoff könnte mit dem temporär die Stromnachfrage übersteigenden Strom aus Photovoltaik- und Windkraftanlagen direkt produziert werden («Power to gas»). Der gespeicherte Wasserstoff kann dann über das bestehende – und für eine entsprechende Modifikation nur einen verhältnismässig geringen Aufwand erfordernde – Tankstellennetz an die Fahrzeuge mit Brennstoffzellen verteilt werden. Der Bau eines flächendeckenden Netzes von Ladestationen könnte so entfallen. Ein aus gesamtwirtschaftlicher Sicht eigentlich unverzichtbarer Vergleich der Gesamtkosten der beiden unterschiedlichen Wege, um der Elektromobilität zum Durchbruch zu verhelfen, ist bislang jedoch noch nicht durchgeführt worden.

Massnahmen und Techniken zur Bedarfslenkung

In einem Stromnetz mit einer regelmässigen Einspeisung von Bandstrom und einer auf temporär erhöhte Nachfragen ausgerechneten zusätzlichen Stromproduktion kann ein «Smart Grid» ein geeignetes Instrument zur Glättung von auftretenden Spitzennachfrage sein. Mit Preis- und Leistungsdifferenzierungen ist es möglich, Angebot und Nachfrage in einem Stromnetz besser und vor allem effizient auszugleichen. Wenn aber der Strom ganz überwiegend nicht mehr bedarfsgerecht produziert wird und deshalb die Nachfrage dann durch Vorschriften und/oder zeitweisen Abschaltungen bestimmter Nachfrager planwirtschaftlich gesteuert werden soll, dann hat eine solche Praxis nichts mehr mit dem Begriff «Smart Grid» zu tun.

Angebots- und Nachfragelenkung im Falle von Mangellagen

Seit dem Zusammenschluss des Hochspannungsnetzes der Schweiz mit den Netzen in Frankreich und Deutschland im Jahr 1958 gab es keine flächendeckenden Stromausfälle mehr. Das Übertragungsnetz in der Schweiz wird so betrieben, dass der Ausfall eines Elements nicht zu unkontrollierten Kaskadeneffekten führt. Dazu wird entweder das Stromangebot oder die Stromnachfrage gelenkt. Der Netzbetreiber Swissgrid führt, die für einen sicheren, leistungsfähigen und effizienten Netzbetrieb erforderlichen Massnahmen zur Angebotslenkung – Regelung des Kraftwerkseinsatzes, «Redispatch»-Massnahmen – durch.

In einer schweren Mangellage können die zuständigen Behörden auch einen Antrag auf die Inkraftsetzung der Verordnung zur Elektrizitätsbewirtschaftung (VEB) stellen. Die Angebotslenkung ergibt sich dann durch eine zentrale Steuerung der Stromproduktion und der Bewirtschaftung der Stauseen sowie durch eine Aussetzung des Stromhandels. In einer solchen Mangellage kann auch ein Antrag zur Lenkung der Stromnachfrage gestellt werden. Mit Sparappellen an Wirtschaft und Bevölkerung bzw. falls notwendig auch mit Einschränkungen des Strombezugs für Endnachfrager, Kontingenten für den Bezug von Strom oder mit Netzabschaltungen wird dann versucht, die Stromnachfrage entsprechend zu steuern. Die unter Umständen recht hohen Kostenfolgen für die als notwendig erachteten Einschränkungen und Abschaltungen haben dann jedoch die Endnachfrager zu tragen.

Stromerzeugung mit neuen erneuerbaren Energieträgern

Pro-Argumente

Das bei der Verbrennung fossiler Energieträger entstehende CO₂ gilt als Mitverursacher der Klimaerwärmung («Global Warming»). Das deshalb als Treibhausgas (THG) bezeichnete CO₂ hat zwar nur einen Volumenanteil von 0.04 Prozent in der Atmosphäre und von diesen 0.04 Prozent stammen rund 95 Prozent aus natürlichen Quellen, wie beispielsweise aus Vulkanen und Verwesungsprozessen. Der anthropogene Anteil an den CO₂-Emissionen ist entsprechend gering. Allerdings ist der auf menschliche Aktivitäten zurückgehende Anteil an den globalen CO₂-Emissionen seit Beginn der Industrialisierung sukzessive angestiegen. Zum Schutz des «Klimas» soll deshalb die Verwendung fossiler Energieträger als Heiz- und Treibstoffe möglichst eingeschränkt und auf mit Kohle, Öl oder Gas betriebene Kraftwerke künftig verzichtet werden.

Im Zentrum der Bemühungen um eine «Wende» in der Energieversorgung steht daher auch das Stromversorgungssystem. Mit Anlagen zur Erzeugung von Strom mit den neuen erneuerbaren Energieträgern (neE) – Biomasse, Erdwärme, Sonne und Wind – soll ein wesentlicher Beitrag zur Reduktion der beobachteten globalen Erwärmung geleistet werden.

Nicht wenige der Befürworter eines Umbaus der Stromversorgung gehen dabei davon aus, dass mit Photovoltaik- und Windkraftanlagen überall auf der Welt –

und nicht nur in der Schweiz – Strom kostengünstiger erzeugt werden kann, als mit konventionellen thermischen Kraftwerken (Kohle-, Öl-, Gas- und Kernkraftwerke).¹⁰ Aufgrund dieses Kostenvorteils würden dann nicht nur mit fossilen Energieträgern betriebene Kraftwerke, sondern auch KKW aus dem Markt gedrängt werden. Die Produktionskosten («levelized costs») von Strom aus witterungsabhängig produzierenden und nicht steuerbaren Anlagen (Photovoltaik- und Windkraftanlagen) dürfen jedoch nicht mit den Produktionskosten plan- und steuerbarer Kraftwerke verglichen werden, weil sie zusätzliche Systemkosten für «Backup»-Anlagen, Speicherung und Netzregelung mit sich bringen.

Potentiale der neE für die Stromerzeugung

In der Schweiz ist die Verfügbarkeit von Biomasse begrenzt. Von diesem Energieträger dürfte daher auch kein nennenswerter Beitrag zur Stromerzeugung zu erwarten sein. Eine Erschliessung des vermutlich vorhandenen Potentials der Erdwärme (geothermische Anlagen, petro- oder hydrothermal) für die Erzeugung von Strom ist durchaus vorstellbar. Aufgrund der noch nicht abgeschlossenen bzw. der noch ausstehenden geologischen Abklärungen bleibt jedoch eine Bestimmung des möglichen Beitrags dieses Energieträgers zur Stromproduktion ziemlich spekulativ. Mit den Energieträgern «Biomasse» und «Erdwärme» kann jedoch kontinuierlich Strom erzeugt werden («Bandstrom»). Die dazu notwendigen Anlagen sind – im Gegensatz zu den für die Stromerzeugung mit Sonne und Wind benötigten Photovoltaik- und Windkraftanlagen – auch gut steuerbar. Photovoltaik (PV) und Windkraft bieten jedoch die weitaus grösseren Potentiale für die Stromerzeugung.

Ausbau von PV- und Windkraftanlagen

Die bisherige Förderung durch kostendeckende Einspeisevergütungen (KEV) hat den Betreibern von Anlagen zur Stromproduktion mit neE (Biomasse, Erdwärme, Sonne, Wind) eine Rendite garantiert. Ohne Zweifel wurde mit der KEV insbesondere auch der Bau von PV- und Windkraftanlagen zur Stromerzeugung im Inland begünstigt.

Mit dem Inkrafttreten des EnG wird die KEV durch ein Einspeisevergütungssystem mit Direktvermarktung ersetzt¹¹. Das neue Fördersystem wird – wie schon die KEV – über einen Netzzuschlag finanziert, ist jedoch nun zeitlich befristet. Neue Anlagen können nur noch bis Ende 2022 in das Fördersystem aufgenommen werden, erneuerte und erweiterte Anlagen gar nicht mehr. Die Vergütungsdauer wird – mit Ausnahme der Biomasseanlagen – von 20 auf 15 Jahre verkürzt und die Höhe der Vergütung orientiert sich an den Gestehungskosten einer Referenzanlage und ist deshalb auch nicht mehr in jedem Fall kostendeckend. Um die Kürzung der Vergütungsdauer zumindest teilweise zu kompensieren, wurden die Vergütungssätze für Strom

¹⁰ Allerdings berücksichtigen Berechnungen der «levelized costs» für die alternativen Anlagen zur Stromerzeugung nur die Kosten für den Bau (Material, Installation) und den laufenden Unterhalt (ohne Amortisation) der Anlagen, nicht aber auch die damit verbundenen Kosten für das Stromversorgungssystem (Ausbau der Netze, Aufwand für die Laststeuerung im Netz und für die wegen der wetterabhängigen Produktion erforderlichen Stromspeicher).

¹¹ Vgl. Bundesamt für Energie (BFE), Wichtigste Neuerungen im Energierecht, Bern 2.11.2017

aus Windkraftanlagen und Wasserkraftwerken leicht erhöht. Erweiterungen von bereits durch die KEV geförderten Kleinwasserkraft-, PV- und Biomasseanlagen werden aber nur noch mit einem reduzierten Satz vergütet¹². PV-Anlagen mit einer Leistung von weniger als 100 kW können nur noch eine Einmalvergütung erhalten.

Betreiber von Anlagen mit einer Leistung ab 500 kW, die bereits mit der KEV gefördert wurden, sowie die von neu in das Fördersystem aufgenommenen Anlagen ab 100 kW müssen ab dem 1. Januar 2020 den Strom selbst vermarkten. Die Vergütung für den produzierten Strom ist dann die Summe aus Einspeiseprämie und des mit dem Verkauf des Stroms auf dem Markt erzielten Preis. Die Einspeiseprämie ergibt sich aus dem Vergütungssatz minus dem jeweils als Referenz dienenden Marktpreis.

Trotz der Förderung ist der Anteil der PV-Anlagen an der jährlichen Stromproduktion recht gering geblieben 2016 produzierten solche Anlagen gerade einmal 1580 GWh Strom, obwohl bereits 1664 MW PV-Leistung installiert waren¹³. Auch im Falle von Windkraftanlagen sieht es nicht wesentlich anders aus. 2017 lag die Jahresproduktion lediglich bei 132.6 GWh. Es waren aber Ende 2017 bereits 37 Anlagen mit einer installierten Leistung von 75 MW in Betrieb¹⁴.

Die zum Beispiel in Deutschland – in einem Land, das im Vergleich mit der Schweiz nicht zuletzt aufgrund von «Offshore»-Anlagen über Vorteile bei der Nutzung von Windenergie zur Stromproduktion besitzt – mit Windkraftanlagen gemachten Erfahrungen zeigen, dass auch die Leistungseinspeisungen von Windkraftanlagen – und nicht nur die von PV-Anlagen – stark schwanken und mit einer grossflächigen Verteilung der Anlagen keine Verstetigung der Stromproduktion zu erreichen ist. Selbst bei einer europaweiten Verteilung der Windkraftanlagen bleiben die Schwankungen in der Stromproduktion recht hoch und betragen oft nur wenige Prozent der installierten Leistungen. Eine Verstetigung der Stromproduktion von Windkraftanlagen nach dem Motto «irgend an einem Standort, weht immer der Wind» ist daher eine Illusion.

Dunkelflauten und Windstille sind jedoch nicht die einzigen Probleme der Stromproduktion mit PV- und Windkraftanlagen. Ein besonders gravierendes Problem ist der Ausgleich der schwankenden Produktion dieser Anlagen mit der ebenfalls schwankenden Stromnachfrage. Das Stromnetz gerät durch den Ausbau der Stromproduktion mit diesen Anlagen immer stärker unter Druck. Mit einem wachsenden Anteil der witterungsabhängigen Stromproduktion steigen die Kosten für die dann notwendig werdenden Eingriffe zur Stabilisierung des Netzes. In Deutschland müssen z.B. schon heute immer wieder Gas- und Kohlekraftwerke heruntergefahren oder abgeschaltet werden, weil sonst mehr Strom produziert würde, als die Netze aufnehmen können. Dieses Problem wird auch bei einem weiteren Ausbau der PV- und Windkraftanlagen in der Schweiz dann häufiger der Fall sein

¹² Sehr kleine Wasserkraftwerke, d.h. Anlagen mit einer Leistung unter 1 MW, werden grundsätzlich nicht mehr neu in das Förderprogramm aufgenommen, nur noch Kleinwasserkraftwerke mit einer Leistung von 1 bis 10 MW werden in das Förderprogramm aufgenommen, vgl. ebenda.

¹³ Vgl. SWISSSOLAR, Faktenblatt: Strom von der Sonne, Stand Juli 2017, Zürich.

¹⁴ Vgl. Windfakten, Zahlen und Fakten, Basel 2018

Die tatsächliche Produktion der PV- und Windkraftanlagen liegt die meiste Zeit weit unter den Nennleistungen der installierten Anlagen. In der Schweiz kann mit PV-Anlagen erfahrungsgemäss nur während 10-12 Prozent der 8760 Stunden eines (Normal-)Jahres Strom produziert werden. Bei Windkraftanlagen ist dies etwa in 20 Prozent der Jahresstunden möglich. Der technische Fortschritt wird sicher zu einer weiteren Verbesserung des Wirkungsgrades von Solarzellen führen. Auch Windkraftanlagen dürften künftig noch effizienter Strom produzieren können (längere Rotorblätter und steigende Generatorleistungen). Die witterungsbedingten Einschränkungen der Stromproduktion mit PV- und Windkraftanlagen werden jedoch trotzdem bestehen bleiben. An der Diskrepanz, zwischen dem von PV- und Windkraftanlagen erwarteten Anteil an der jährlichen Stromproduktion und dem dafür notwendigen massiven Ausbau der installierten Leistungen, wird sich daher nur wenig ändern.

Der mit dem EnG postulierte Ausbau der Stromproduktion mit PV- und Windkraftanlagen wird nicht problemlos zu realisieren sein. Der Flächenbedarf für den Bau neuer PV-Anlagen ist zwar gross, dürfte aber noch vergleichsweise einfach gelöst werden können (Dach- und Freiflächen, Fassaden). Die möglichen Standorte für neue Windkraftanlagen sind jedoch knapp und wegen den damit einhergehenden Beeinträchtigungen der Landschaft ist oft auch der Bau solcher Anlagen umstritten¹⁵.

Ohne weitere Förderung – nach dem 1.1.2023 sollen keine PV- und Windkraftanlagen mehr in das Einspeisevergütungssystem neu aufgenommen werden – wird jedoch der Bau neuer Anlagen nur noch höchst zögerlich erfolgen. PV- und Windkraftanlagen können ohne Fördermassnahmen nicht wirtschaftlich betrieben werden, solange Angebotsüberschüsse – die zurzeit noch überwiegend auf die massive Subventionierung solcher Anlagen in Deutschland zurückgehen – den Strompreis zeitweise erodieren, beziehungsweise oft sogar negativ werden lassen. Auch der in der Schweiz beabsichtigte Bau neuer PV- und Windkraftanlagen wird unvermeidlich zu temporären Angebotsüberschüssen führen. Können die dann nicht direkt nachgefragten Strommengen – über eine längere Zeit und zu wirtschaftlich vertretbaren Bedingungen – nicht gespeichert werden, erfordert die Sicherung der Stromversorgung die Verfügbarkeit bzw. den Bau ausreichend dimensionierter «Backup»-Kraftwerke. Aufgrund der temporären Angebotsüberschüsse und den daraus resultierenden Rückgängen der Strompreise können aber solche «Backup»-Kraftwerke (z.B. Gaskraftwerke) nicht rentabel betrieben werden. Es werden sich deshalb auch keine Investoren für solche Anlagen finden lassen.

Förderung von PV- und Windkraftanlagen bleibt problematisch

Das EnG scheint zwar in einigen Punkten zu Verbesserungen bei der Umsetzung der ES 2050 zu führen. Dazu gehört die Beendigung der Förderung für neue Anlagen ab dem 1.1.2023, die Verkürzung der Vergütungsdauer für die in das Einspeisevergütungssystem aufgenommenen Anlagen und die Ausrichtung von Investitionsbeiträgen an Stelle von Einspeiseprämien für bestimmte Anlagen. Auch mit dem

¹⁵ Vgl. Silvio Borner, Bernd Schips, Dominik Hauri, Markus Saurer und Bernhard Wyss, Energiestrategie 2050: Eine institutionelle und ökonomische Analyse, Institut für Wirtschaftsstudien (IWSB9, Basel 2015).

Einspeisevergütungssystem werden aber zunächst weiterhin nur die Betreiber der Anlagen subventioniert und nicht die Entwicklung neuer Techniken gefördert, wie es häufig kolportiert wird.

Die nun vorgesehene Direktvermarktung des mit neE erzeugten Stroms ist sicherlich ein Schritt zu einer bedarfsgerechteren Stromerzeugung. Für eine sichere und wirtschaftliche Stromversorgung werden diese Schritte jedoch noch nicht ausreichen. Dazu ist zunächst eine Beendigung des Einspeisevorrangs für mit neE erzeugten Strom notwendig. Erst dann müssen nicht mehr jegliche Mengen Strom ins Netz eingespeist werden und das Netz wird nicht mehr überschwemmt. Die wirtschaftliche Lage der konventionellen und insbesondere der ebenfalls mit einem erneuerbaren Energieträger Strom produzierenden Wasserkraftwerke wird sich dadurch aber wieder entscheidend verbessern.

Erst ein Verzicht auf marktverzerrende Subventionen für Strom aus neE – nicht nur in der Schweiz, sondern auch im Ausland – wird wieder zu effektiv den Angebots- und Nachfrageverhältnissen Rechnung tragenden Strompreisen führen. Eine vollständige Liberalisierung des Strommarktes ist zweifellos ein Vorteil für alle Stromnachfrager, vor allem für die Nachfrager, die gegenwärtig noch an die Bedingungen und Strompreise der Verteilnetz-Betreiber gebunden sind und nicht von der Öffnung des Strommarktes für grosse Abnehmer profitieren können. Die Volatilität der Strompreise wird dadurch zwar zunehmen. Die Stromanbieter könnten jedoch – bei einem entsprechenden Interesse – durch die Erhebung einer Risikoprämie den Stromnachfragern für eine bestimmte Dauer dennoch Festpreise garantieren.

Eine vollständige Liberalisierung des Strommarktes wird – obwohl es vermutlich eine Voraussetzung für ein Stromabkommen mit der EU und die gleichberechtigte Integration der Schweiz in das europäische Stromnetz ist – mit unterschiedlich zu gewichtenden Argumenten bekämpft. Es ist daher auch zu befürchten, dass die Politik – angesichts dieser politisch noch nicht ausdiskutierten Frage, der bereits grossen Anzahl von Profiteuren der bisherigen Fördermassnahmen und unter dem anhaltenden Druck von Umweltorganisationen – versuchen wird, einen Weg zur Fortsetzung der Förderung zu finden, ohne sich mit den Schwierigkeiten bei der Umsetzung des EnG ernsthaft und sachgerecht auseinander zu setzen.

Speicherbedarf und Speichertechniken¹⁶

Ohne neue Speichermöglichkeiten wird die ES 2050 scheitern

Die zeitliche Verfügbarkeit der zur Stromproduktion eingesetzten PV- und Windkraftanlagen liegt – wie bereits erwähnt – für PV-Anlagen bei 11-12 Prozent und für Windkraftanlagen bei 20-22 Prozent der 8760 Stunden eines ganzen Jahres. Je nach Zusammensetzung der Stromproduktion mit neE – d.h. insbesondere dem Mix aus PV- und Windkraftanlagen – muss deshalb entsprechend ausreichend Leistung

¹⁶ Vgl. dazu den Beitrag von Emanuel Höhener, Versorgungssicherheit gestern, heute und morgen, in: Bernd Schipps und Silvio Borner (2018), Versorgungssicherheit: Vom politischen Kurzschluss zum Blackout, Basel: Carnot-Cournot.

installiert werden, um die angestrebte Jahresproduktion überhaupt erreichen zu können. Dadurch wird zwangsläufig zeitweise wesentlich mehr Strom produziert als nachgefragt wird. Temporäre Angebotsüberschüsse gefährden jedoch die Stabilität des Netzes und führen zu einem Verfall der Strompreise, mit den bereits wiederholt erwähnten Konsequenzen. Will man auf die Ausserbetriebnahme von Windkraftanlagen und eine Verschwendung des Stroms – z.B. wie die Heizung von Weichen der Eisenbahnen im Sommer o.ä.m. – verzichten, müssen für die Speicherung des Stroms technisch machbare und wirtschaftlich vertretbare Lösungen gefunden werden. Es geht dabei aber nicht nur um die kurzzeitige Speicherung von temporären Angebotsüberschüssen, sondern vor allem um eine saisonale Speicherung des Stroms. Aus der installierten Leistung der PV- und Windkraftanlagen resultiert deshalb sowohl ein kurzzeitiger als auch ein saisonaler Speicherbedarf für den nicht direkt nachgefragten Strom.

Selbst unter den für die ES 2050 gemachten Annahmen über den Ausbau der Stromproduktion mit neE und der Anlagen zur Erzeugung von Strom und Wärme mit fossilen Energieträgern (Wärmeerkopplung (WKK)) bis 2035 zeigt es sich, dass nach Stilllegung der KKW in der Regel nur in den Monaten von Mai bis August die inländische Nachfrage durch die Stromproduktion im Inland gedeckt werden kann. Stromimporte werden dann nicht nur in den Wintermonaten erforderlich sein, auch der Bau von Gaskraftwerken und/oder von für die saisonale Speicherung geeigneten neuen Stromspeichern wird notwendig werden.

Speichertechniken

In vielen Stellungnahmen wird davon ausgegangen, dass mit dem Bau von Speichern die ES 2050 gelingen wird. Dabei wird häufig ex- oder implizit angenommen, dass neue Speichertechniken bereits kurz vor Erlangung einer technischen und wirtschaftlichen Marktreife stehen. Die tatsächliche Entwicklung zeigt jedoch ein etwas anderes Bild. Insbesondere werden die Dimension des für eine Umsetzung der ES 2050 benötigten Speicherbedarfs, die Kosten für den Bau dieser Speicher und deren Auswirkungen auf die Strompreise erheblich unterschätzt bzw. ausser Acht gelassen.

Die Wirtschaftlichkeit eines Stromspeichers hängt von dem vorgesehenen Einsatz ab. Um die PV-Anlage eines Einfamilienhauses (EFH) für einige Stunden vom Stromnetz abkoppeln zu können, reicht eine Speichermöglichkeit mit einer Kapazität von wenigen kWh. Um sich aber über ein ganzes Jahr vom Stromnetz unabhängig zu machen, benötigt ein EFH einen Speicher in einer Grössenordnung von mehreren Tausend kWh. Die Kosten für eine Selbstversorgung sind dann entsprechend hoch und aus wirtschaftlicher Sicht in der Regel für den Eigentümer eines EFH sicherlich nicht mehr tragbar.

Solange noch Kohle- und Gaskraftwerke für die Stromversorgung benötigt und eingesetzt werden, um in sonnen- und windarmen Zeiten Strom produzieren zu können, rechnet sich der Bau von Stromspeichern nicht. Strom kann nicht direkt gespei-

chert werden Die elektrische Energie muss zuerst umgewandelt werden und bei Bedarf dann auch wieder zurück. Entweder in Lageenergie (z.B. Pumpspeicherwerke) oder in chemische Energie (z.B. Batterien). Bei jeder Energieumwandlung gibt es Verluste. Der Gesamtwirkungsgrad (kWh pro eingesetzter kWh) von Pumpspeicherwerken liegt zwischen 80 und 90 Prozent und der von guten Batterien auch bei etwa 80 Prozent. Die Speicherung ist daher nicht gratis. Auch für die Volkswirtschaft insgesamt ist deshalb davon auszugehen, dass mit Stromspeichern eine Überbrückung der Stromversorgung während der witterungsbedingten Ausfälle der PV- und Windkraftanlagen auf absehbare Zeit nicht rentabel sein wird bzw. nur unter ganz speziellen Bedingungen rentabel sein kann.

Für die kurzfristige Speicherung (einige wenige Stunden am Tag) eignen sich Pumpspeicherwerke besonders gut. Die Stromproduktion mit diesen Kraftwerken rentiert jedoch nur solange eine hohe Preisdifferenz zwischen dem für das Pumpen benötigten und dem dann später wieder produzierten Strom besteht. In der Vergangenheit war dies meist der Fall. Mit vergleichsweise «billigem» Nachtstrom konnte der Strom für die «Mittagsspitzen» produziert und zu höheren Preisen wieder abgesetzt werden. Das gestiegene Angebot von Strom aus subventionierten PV- und Windkraftanlagen hat nun aber bereits dazu geführt, dass sich die Preise an der Strombörse für Strom am Tag und in der Nacht weitgehend angeglichen haben. Die Rentabilität von Pumpspeicherwerken nahm dadurch ab und von Projekten für den Bau neuer Pumpspeicherwerke wird zunehmend Abstand genommen.

Die Speicherung mit Pumpspeicherwerken ist aber praktisch zurzeit die einzig verfügbare Lösung für grosse Mengen des nur temporär verfügbaren Stroms aus PV- und Windkraftanlagen. Nur Pumpspeicherwerke bieten die Möglichkeit über längere Zeit – durch Hochpumpen von Wasser in einen Speichersee und einem erneuten Turbinieren – nennenswerte Mengen «Elektrizität» für einen späteren Bedarf «aufzubewahren». Insbesondere für die langfristige Speicherung (über mehrere Wochen) ist deshalb der Bau neuer Pumpspeicherwerke unverzichtbar. Ohne solche Neubauten wird es auch keine Lösung für die saisonale Speicherung geben. Der Bau neuer Speicherseen und Pumpspeicherwerke wird jedoch von Umwelt- und Naturschutzorganisationen meist vehement bekämpft

Sowohl die bereits auf dem Markt befindlichen als auch die in letzter Zeit neu entwickelten Batterien sowie die noch in Entwicklung befindlichen Feststoffbatterien kommen für eine langfristige Speicherung jedoch nicht in Betracht. Die Kapazitäten der Batterien sind – zumindest derzeit noch – viel zu gering.

«Power to Gas» und «Power to Liquid»

Unter Einsatz des mit neE erzeugten Stroms kann Wasser in Wasserstoff und Sauerstoff aufgespalten werden (Elektrolyse). Der Wasserstoff kann dann für die Stromerzeugung in Brennstoffzellen verwendet oder unter Zugabe von CO₂ in Methan umgewandelt werden («Power to Gas»). Das Methan kann dann zur Stromerzeugung in Gaskraftwerken verwendet werden. Auch klimaneutrale Flüssigtreibstoffe lassen

sich auf diese Weise herstellen («Power to Liquid»). Die unvermeidlichen Umwandlungsverluste dieser Prozesse (sowohl bei der Elektrolyse als auch der Verwendung der damit erzeugten Gase und Treibstoffe) sind jedoch recht hoch. Der Gesamtwirkungsgrad besonders leistungsfähiger Anlagen liegt nur bei etwa 20-25 Prozent. Eine wirtschaftlich vertretbare Verwendung, der auf diesem Weg erzeugten Gase und Treibstoffe, ist daher zurzeit noch nicht vorstellbar. Erst wenn sich die Preise für fossile Energieträger oder deren Belastung mit Steuern und Abgaben massiv ändern sollten, hätten diese Umwandlungs- und Speichermöglichkeiten eine realistische Marktchance.

«Smart Contracts»

Den Betreibern von PV- und Windkraftanlagen würde eine vollständige Liberalisierung des Strommarktes jedoch auch eine Möglichkeit eröffnen, den erzeugten und nicht selbst benötigten Strom direkt selbst und ohne Hilfe einer Organisation zu vermarkten. «Smart Contracts» bieten diese Möglichkeit. Diese «Smart Contracts» sind digitale Vertragsprotokolle, die Regelwerke, Gesetze oder interne und externe Bedingungen abfragen oder auch ausführen können. Sie könnten für die optimale Steuerung eines dezentralen Stromnetzes zum Einsatz kommen. In einem solchen Netz gibt es sehr viele und meist kleinere Teilnehmer, die mehr Strom erzeugen als sie selbst zum gleichen Zeitpunkt benötigen. Diese sogenannten «Prosumer» haben mit «Smart Contracts», die sich auf die Blockchain-Technik stützen, eine Möglichkeit, um vollautomatisch auszuhandeln, wer wann wie viel Strom an wen und zu welchem Preis verkauft. «Smart Contracts» können Minimal- oder Maximalpreise sowie externe Faktoren, wie den derzeitigen Strombedarf oder das Wetter mit einbeziehen, um ein wirtschaftliches Optimum für alle Teilnehmer zu erreichen. Die «Blockchain» setzt weder voraus, dass sich die Teilnehmer kennen noch einander vertrauen. Trotzdem können die Teilnehmer sicher sein, immer für den von ihnen dem Netzwerk gelieferten Strom bezahlt zu werden und auch stets den günstigsten Preis beim Kauf von Strom zu erhalten¹⁷. Solche Kontraktmöglichkeiten machen auch den Bau lokaler Speicher für einen «Prosumer» attraktiver, da er dann die volatilen Strompreise besser nutzen und die Rentabilität seiner Anlagen verbessern kann.

Stromhandel und -importe¹⁸

Stromhandel

Mit der Subventionierung der Stromproduktion mit PV- und Windkraftanlagen in Deutschland haben sich die Möglichkeiten für den Handel mit Strom in ganz Europa verändert. In Deutschland wurde so massiv in PV- und Windkraftanlagen investiert,

¹⁷ In einem Netzwerk mit vielen Teilnehmern, die sich aufeinander beziehende oder sich ereignisabhängig gegenseitig beeinflussende Verträge halten, braucht es einen Intermediär (eine Börse oder einen Vermittler), der ein Vertragsbuch führt und dieses laufend anpasst. Mit einer «Blockchain» kann auf einen für die Sicherheit bürgenden Intermediär verzichtet werden. Die «Blockchain»-Technologie ermöglicht eine transparente, dezentrale und für alle Teilnehmer einsehbare Organisation des Vertragsbuches, ohne dass es manipulativ veränderbar wird oder mehrere Versionen existieren.

¹⁸ Vgl. dazu den Beitrag von Hans Achermann, Eine sichere Stromversorgung ist keine Selbstverständlichkeit, in: Bernd Schipps und Silvio Borner (2018), Versorgungssicherheit: Vom politischen Kurzschluss zum Blackout, Basel: Carnot-Cournot.

dass die Strompreise noch für längere Zeit niedrig bleiben dürften. Solange der mit diesen Anlagen erzeugte und nicht direkt nachgefragte Strom – mangels ausreichender Speichermöglichkeiten – nicht gespeichert werden kann und der geförderte Strom den Einspeisevorrang behält, ist auch die Rentabilität der Kraftwerke in der Schweiz beeinträchtigt. Wenn in Deutschland das letzte KKW – wie geplant 2022 – den Betrieb einstellt, könnten zwar die Preise für den aus Deutschland zu importierenden Strom wieder anziehen. Fraglich ist jedoch, ob Deutschland dann überhaupt noch Strom in den Zeiten exportieren kann, in denen in der Schweiz ein entsprechender Bedarf besteht.

Es ist erstaunlich, dass in der Schweiz die Frage, ob auch künftig noch mit Stromimporten aus Deutschland gerechnet werden darf, nicht eingehender diskutiert wird. Nach der für 2022 angekündigten Stilllegung des letzten noch in Betrieb befindlichen KKW, müssen Kohle- und dann vielleicht auch Gaskraftwerke nicht nur zur Überbrückung des von PV- und Windkraftanlagen zeitweise nicht produzierten Stroms, sondern auch wieder vermehrt zur Produktion eingesetzt werden. Die Rentabilität dieser Kraftwerke könnte sich so zwar wieder verbessern, aber mit dem von Deutschland ratifizierten Abkommen zum Schutz des Klimas hat das Land sich auch zu einer Reduktion der CO₂-Emissionen verpflichtet.

Ein weiterer Anstieg dieser Emissionen wird Auswirkungen auf das Emissionshandelssystem der EU haben. Wird der zurzeit geltende «Cap» in diesem «Cap and Trade»-System nicht weiter abgesenkt, bleiben die Emissionen in der EU gleich hoch, aber Deutschland drohen eventuell Konsequenzen. Diese könnten dann zu einer – insbesondere von Umweltorganisationen erhofften – Schliessung von mit fossilen Energieträgern Strom produzierenden Kraftwerken führen. Das Stromangebot in Deutschland würde dann je nach Witterung mehr oder weniger zurückgehen und sich in steigenden Strompreisen niederschlagen. Auch wenn es unabhängig davon – früher oder später – zu einer Reduktion des «Cap» kommen sollte, wird dies – vor allem in den stark auf fossile Energieträger in der Stromproduktion setzenden EU-Ländern – zu höheren Strompreisen führen. Dieser Preisanstieg wird sich dann auch in der Preisentwicklung der schweizerischen Stromimporte zeigen.

Die langfristigen Verträge zum Bezug von Strom aus Kraftwerken in Frankreich sind zum Teil an die Stromproduktion eines bestimmten Kraftwerkes gebunden. Kann dann eines dieser Kraftwerke keinen oder nur noch reduziert Strom produzieren, sind davon auch die Bezugsmöglichkeiten betroffen. Da auch mit den ältesten KKW in Frankreich (Fessenheim und Bugey) entsprechende Verträge abgeschlossen wurden und eine Stilllegung des KKW in Fessenheim bereits für 2019 geplant ist bzw. im Rahmen der angekündigten Reduktion der Stromproduktion in französischen KKW in den nächsten Jahren erfolgen wird, muss schon in naher Zukunft mit einer Einschränkung der vertraglich vereinbarten Stromlieferungen gerechnet werden. Zudem laufen die Verträge über die Bezugsrechte ohnehin im Verlauf der nächsten 20 Jahre sukzessive aus.

Ausserdem ist zu beachten, dass es aufgrund eines Urteils des Europäischen Gerichtshofes (EuGH) vom 7. Juni 2005 keine prioritäre Nutzung grenzüberschreitender Kapazitäten mehr geben soll. Davon sind auch die Verträge der Schweiz über Bezugsrechte mit den Kraftwerken in Frankreich betroffen. Da die Importeure von Strom aus Frankreich keine Abteile an den französischen Kraftwerken besitzen, sind diese Stromimporte weder vertraglich oder eigentumsrechtlich noch technisch langfristig gesichert.

Stromimporte

Die mit der ES 2050 vorgesehene Ergänzung der inländischen Stromproduktion durch Stromimporte ist alles andere als gesichert. Vor allem im Winterhalbjahr – aber nicht nur dann – und trotz des geplanten Ausbaus der Stromproduktion mit neE wird auf Stromimporte nicht verzichtet werden können, zumindest solange nicht zusätzliche witterungsunabhängige Kapazitäten für die Stromerzeugung im Inland vorhanden sind. Importe sind jedoch nicht gleich verlässlich, wie die Stromproduktion mit inländischen Kraftwerken.

Der Bundesrat wünscht sich deshalb den baldigen Abschluss eines Stromabkommens mit der EU, um einen gleichberechtigten Zugang zum EU-Strombinnenmarkt zu erhalten. Voraussetzung für ein Stromabkommen mit der EU ist jedoch die vollständige Liberalisierung des Strommarktes in der Schweiz. Neben dem auch von der EU gewünschten Abschluss eines Rahmenabkommens, das wegen der damit verbundenen laufenden Übernahme von EU-Recht auf politischen Widerstand stösst, besteht das Problem der auf Subventionen zurückgehenden Wettbewerbsverzerrungen. Um effektiv den Strommarkt in der Schweiz vollständig liberalisieren und daraus Vorteile für alle Stromanbieter und -nachfrager ziehen zu können, müssten aber alle den Wettbewerb verzerrende Subventionen im In- und Ausland beseitigt werden. Ob die aus ökonomischer Sicht notwendige Voraussetzung bald einmal erfüllt werden kann, ist eine offene Frage, deren Beantwortung jedoch für die Sicherung einer wirtschaftlich vertretbaren Stromversorgung nicht unerheblich ist.

Gaskraftwerke¹⁹

Stromversorgung mit Gaskraftwerken

Die Gasreserven aus konventionellen Lagerstätten in Europa und Zentralasien reichen weit über das laufende Jahrhundert hinaus. Dazu kommen noch die potenziellen Reserven aus unkonventionellen Lagerstätten («Fracking») in diesen Regionen. Hinzukommt, dass durch die Technik zur Gasverflüssigung («Liquified natural gas»: LNG) Gas nun weltweit handelbar geworden ist. Die Versorgung der Schweiz mit Erdgas darf daher als gesichert gelten. Auch die Infrastruktur für Gasimporte ist bereits vorhanden. Für den Betrieb von Gaskraftwerken fehlen jedoch lokale Speicher zur

¹⁹ Vgl. Markus O. Häring, Welche Rolle kann Erdgas für die Stromversorgung der Schweiz spielen?, in: Bernd Schipps und Silvio Borner (2018), Versorgungssicherheit: Vom politischen Kurzschluss zum Blackout, Basel: Carnot-Cournot.

Deckung von Nachfragespitzen und zur Sicherung des saisonal schwankenden Bedarfs.

Ein Beitrag zur Lösung des Problems einer sicheren Stromversorgung nach Stilllegung der inländischen KKW wird teilweise auch in der Umwandlung der witterungsabhängig anfallenden Angebotsüberschüsse der mit neE Strom produzierenden Anlagen in speicherbare Gase gesehen. Mit dem überschüssigen Strom kann durch eine Elektrolyse Wasserstoff oder Methan erzeugt werden. Der auf diesem Weg gewonnene Wasserstoff kann dann für die Stromerzeugung in Brennstoffzellen – zum Beispiel für den Antrieb von Fahrzeugen – verwendet werden. Das via Elektrolyse erzeugte Methan kann aber auch – anstelle von Erdgas – in Gaskraftwerken wieder in Strom verwandelt werden. Allerdings macht diese «Rückverstromung» angesichts des reichlich vorhandenen und preisgünstigen Erdgases wirtschaftlich keinen Sinn.

In der ES 2050 sind Gaskraftwerke in erster Linie als Regelkraftwerke ange-dacht. Die Rentabilität eines Gaskraftwerkes wird jedoch²⁰ maßgeblich durch die vorgesehenen Lastfaktoren bestimmt. Je niedriger der Lastfaktor ist, desto geringer ist die Rentabilität dieser Kraftwerke. Nicht zuletzt deshalb wurde in Deutschland auf die Inbetriebnahme bereits gebauter neuer Gaskraftwerke verzichtet, da die durch den massiven Zubau von PV- und Windkraftanlagen entstandenen temporären und mit Preisrückgängen einhergehenden Angebotsüberschüsse die Auslastung dieser Kraftwerke erheblich beeinträchtigen.

Gaskraftwerke und Gas- und Dampf-Kraftwerke

Es besteht zweifellos ein Zielkonflikt zwischen der proklamierten Reduktion von THG und der Stromproduktion mit Gaskraftwerken. Bei einer strikten Einhaltung der proklamierten Reduktionsziele müssten die CO₂-Emissionen der Gaskraftwerke abgeschieden und im Untergrund sequestriert werden («Carbon Capture and Sequestration»: CCS). Die dazu notwendigen Techniken sind jedoch noch in der Entwicklung und bisher auch nur in wenigen Feldversuchen ansatzweise erprobt worden. Neben CO₂ emittieren Gaskraftwerke zudem noch andere Schadstoffe (Schwefel-, Kohlen- und Stickoxide), die ebenfalls berücksichtigt werden müssen. Dennoch dürfte auf Gaskraftwerke zur Sicherung der Stromerzeugung – aufgrund der nur witterungsabhängig Strom produzierenden PV- und Windkraftanlagen und der vor allem saisonal auftretenden Bedarfsschwankungen – künftig nicht verzichtet werden können. Das von inländischen Gaskraftwerken emittierte CO₂ würde jedoch der Schweiz angerechnet und müsste dann durch Reduktionen von CO₂ in anderen Bereichen (Raumheizung, Verkehr usw.) – z.B. durch eine Erhöhung der CO₂-Abgabe für Brennstoffe oder ähnliches – kompensiert werden, um die gesetzten Ziele zu erreichen. Die

²⁰ idem

dadurch zusätzlich steigenden Kosten für die Reduktion von CO₂ hätten jedoch spürbare Auswirkungen auf das Preisniveau im Inland und damit auch auf die Wettbewerbsfähigkeit der in der Schweiz produzierenden Unternehmen²¹.

Ein Gaskraftwerk erzeugt Strom mit dem Energieträger Erdgas. Dabei ist aus technischer und wirtschaftlicher Sicht zwischen Gasturbinenwerken (Gaskraftwerke im eigentlichen Sinne) und mit Gas befeuerten Dampfkraftwerken (Gas- und Dampfkraftwerke: GuD) zu unterscheiden. In Gaskraftwerken dient Gas als Brennstoff zur Erhitzung von Wasser, um damit für den zum Antrieb einer Turbine benötigten Dampf zu erzeugen. Die Turbine überträgt dann Bewegungsenergie an Generatoren, die daraus Strom erzeugen. Der Wirkungsgrad eines Gaskraftwerkes ist jedoch relativ niedrig, da nur wenig der Ausgangsenergie in Strom umgewandelt wird. Die Abgase der Gasturbinen sind aber sehr heiss und enthalten viel Energie. In GuD werden deshalb diese heissen Abgase noch einmal genutzt, um einen zusätzlichen Dampfkessel zu erhitzen. Mit dem Dampf aus diesem Abhitze-Dampfkessel wird dann eine weitere Dampfturbine angetrieben. Beide Turbinen übertragen die Bewegungsenergie wieder an Generatoren. Der Wirkungsgrad des Kraftwerks verbessert sich durch diese Kombination deutlich.

Ein Gaskraftwerk kann relativ rasch und kostengünstig erstellt werden. Bei Bedarf kann die Stromerzeugung eines Gaskraftwerkes schnell hochgefahren werden. Diese Möglichkeit hilft insbesondere beim Ausgleich von Schwankungen im Stromnetz, die auf die witterungsabhängige Stromproduktion von PV- und Windkraftanlagen zurückgehen. Je stärker auf eine Stromproduktion mit PV- und Windkraftanlagen gesetzt wird, desto grösser wird auch der Bedarf an plan- und steuerbar produzierenden Kraftwerken, um die unvermeidlichen witterungsbedingten Schwankungen in der Stromerzeugung dieser Anlagen ausgleichen zu können. Die Schadstoffemissionen von Gaskraftwerken sind niedriger als die von Kohlekraftwerken. Der Energieträger Gas ist jedoch teurer als der Energieträger Kohle. Dieser Preisunterschied könnte aber geringer werden, wenn der Kohlepreis aufgrund höherer Preise für CO₂-Emissionen in einem Emissionshandelssystem oder durch höhere CO₂-Abgaben ansteigt.

Wärme-Kraft-Kopplungsanlagen (WKK)

Wärme-Kraft-Kopplungs-Anlagen (WKK) können zur Sicherung der Energieversorgung in der Schweiz beitragen. Mit diesen Anlagen ist es möglich, gleichzeitig Wärme und Strom zu erzeugen. Insbesondere mit gasbefeuerten WKK lässt sich sowohl die Energieeffizienz verbessern als auch die Emissionen von CO₂ verringern. Wird der mit einer solchen Anlage erzeugte Strom noch mit einer elektrisch betriebenen Wärmepumpe in Nutzwärme umgewandelt, könnten beim heutigen Stand der Technik aus 1 kWh des Primärenergieträgers Erdgas 1.62 kWh Wärme gewonnen

²¹ Sollte sich die Schweiz dem Emissionshandelssystem der EU anschliessen, dann wäre das Festhalten an der CO₂-Abgabe obsolet, da der «Cap» die Obergrenze für die Emissionen bereits bestimmt. Zusätzliche und auf die Abgabe zurückgehende Reduktionen würden lediglich das Angebot an Emissionsrechten erhöhen und woanders nachgefragt werden. An der Höhe der Emissionen in der EU insgesamt würde sich daher nichts ändern. Der Preis für die CO₂-Reduktion wäre dann aber ein Marktpreis und kein politisch festgelegter Preis mehr.

werden²². Die Effizienz bei der Gewinnung von Wärme kann daher durch eine Verbrennung von Gas in WKK statt in einem gasbefeuerten Heizkessel erhöht werden. Allerdings lässt sich mit der Verbrennung von Gas in Gas- und Dampf-Kraftwerken (GuD) zur Stromproduktion in Kombination mit elektrisch betriebenen Wärmepumpen noch eine deutlich höhere Energieeffizienz erreichen. Der vermehrte Einsatz solcher Wärmepumpen trägt jedoch zu einer steigenden Stromnachfrage mit bei.

Das Energiegesetz gefährdet die Sicherheit der Stromversorgung

Bundesverfassung und Energieversorgung

In Art. 89 der Bundesverfassung (BV) ist zur Energieversorgung des Landes unter anderem festgehalten, dass sich Bund und Kantone im Rahmen ihrer Zuständigkeiten eine ausreichende, breit gefächerte, sichere, wirtschaftliche und umweltverträgliche Energieversorgung sowie für einen sparsamen und rationellen Energieverbrauch einsetzen. Die entscheidende Frage ist deshalb, ob und inwieweit mit dem EnG, die in der BV festgelegten Kriterien für die Energieversorgung insgesamt und insbesondere für die Versorgung mit elektrischer Energie, noch erfüllt werden können²³.

Kriterien: Sicherheit und Wirtschaftlichkeit

Die sichere Versorgung mit Strom wird in der BV zu Recht als ein für die ganze Volkswirtschaft relevantes Kriterium aufgeführt. Das Bundesamt für Bevölkerungsschutz (BABS) hat daher auch mit einem Bericht deutlich gemacht, zu welchen Problemen und volkswirtschaftlichen Schäden ein längerer Unterbruch in der Stromversorgung führen würde²⁴. In einer Notlage könnte das BABS über die Organisation für Stromversorgung in ausserordentlichen Lagen (OSTRAAL) aktiv werden und beim Eintreten einer Strommangellage geeignete Massnahmen treffen. Swissgrid hat nicht zuletzt deshalb am 3. August 2017 vorgezogene Ausschreibungen für die Bereitstellung von Regeleistungen im Jahr 2018 angekündigt²⁵. Es ist sicher richtig für den Fall einer erwarteten Gefährdung der Stromversorgung vorzusorgen und Regelleistung zu beschaffen, aber eine solche Reservehaltung führt auch zu höheren Stromkosten für die Nachfrager.

Aber auch schon kürzere Unterbrechungen in der Versorgung mit Strom könnten gravierende Folgen haben. Zu beachten sind dabei vor allem die wechselseitigen kritischen Abhängigkeiten von Infrastrukturen, insbesondere zwischen dem Stromversorgungssystem und den Informations- und Kommunikationssystemen. Mit der rasch weiter fortschreitenden Digitalisierung werden auch nur kurze Stromausfälle

²² Vgl. Jochen Ganz, Walter Weiler, Stefan Stahl, Gaskombikraftwerke versus Wärmekraftkopplungsanlagen, in: Bulletin VSE, 4 (2012), S.18 f.

²³ Vgl. den Beitrag von Hans Achermann, Eine sichere Stromversorgung ist keine Selbstverständlichkeit, in: Bernd Schipps und Silvio Borner (2018), Versorgungssicherheit: Vom politischen Kurzschluss zum Blackout, Basel: Carnot-Cournot.

²⁴ Vgl. Bundesamt für Bevölkerungsschutz BABS), Katastrophen und Notlagen Schweiz. Technischer Risikobericht 2015, Bern Mai 2015.

²⁵ Vgl. dazu www.ostral.ch

gravierende Auswirkungen zeigen. Je mehr dezentrale Einspeisungen in einem System vorhanden sind, desto wichtiger wird die Kommunikation zwischen zentraler Netzführung und dezentralen Nutzern sein (z.B. eine rasche Wiedereinschaltung nach Stromausfällen).

Der mit der ES 2050 beabsichtigte Umbau des Stromversorgungssystems setzt nun aber gerade auf einen weiteren Ausbau der dezentralen Stromerzeugung. Wegen den limitierten Möglichkeiten zur Nutzung von Biomasse und Erdwärme zur Stromerzeugung sowie der absehbaren Schwierigkeiten beim Bau neuer beziehungsweise dem Ausbau bestehender Wasserkraftwerke – aufgrund wachsender Konflikte mit dem Umwelt- und Naturschutz –, erzwingt die ES 2050 die Erstellung von zusätzlichen PV- und Windkraftanlagen. Die Stromproduktion mit solchen Anlagen ist jedoch nicht nur witterungsabhängig, sondern setzt auch den Bau von Speichern, den Ausbau der Netze, die Erstellung von Backup-Kraftwerken und/oder vermehrte Stromimporte voraus.

Bei der Förderung der Stromproduktion mit neE wurde aber – nicht nur in der Schweiz – die ökonomische Effizienz völlig ausser Acht gelassen. Der Erfolg wurde allein am Zubau dieser Anlagen gemessen. Wer sich solche Investitionen leisten konnte erhielt eine – allenfalls aus rein ökologischer Sicht gerechtfertigte – Rendite, die aber von den Stromnachfragern bezahlt werden musste. Solche Ineffizienzen sind jedoch auf Dauer volkswirtschaftlich nicht tragbar, wie nicht zuletzt die in anderen Ländern bereits schmerzhaft gemachten Erfahrungen zeigen.

Eine vollständige Ersetzung des nach Stilllegung der KKW in der Schweiz fehlenden Stroms durch von PV- und Windkraftanlagen erzeugten Strom ist ökonomisch deshalb auch nur dann sinnvoll, wenn die Preise für fossile Energieträger und/oder die Preise für CO₂-Emissionen soweit ansteigen, dass die Gestehungskosten für Strom aus solchen Anlagen unter vollständiger Berücksichtigung der Kosten für Speicherung, Netzausbau, Grenzkoppelstellen und für die Laststeuerung im Netz geringer sind. Die erhoffte Fortsetzung einer weiteren Kostendegression bei der für die Stromproduktion mit neE eingesetzten und benötigten Hard- und Software wird daher noch nicht ausreichen.

Fazit und Empfehlungen

Die ES 2050 wird zu einer Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit führen, solange es keine technische und wirtschaftliche Lösung für den saisonalen Ausgleich zwischen Stromproduktion und Stromnachfrage gibt. Wenn stabile Stromproduzenten (Wasser- und Kernkraftwerke) vom Netz genommen werden bzw. genommen werden müssen (fehlende Rentabilität aufgrund subventionierter Stromproduktionen neE im In- und Ausland, zunehmender politischer Druck zur Stilllegung von KKW), nimmt das Risiko von Stromunterbrüchen zu. Die Abhängigkeit von Stromimporten wird dann sukzessive zunehmen und die Strompreise werden unausweichlich steigen, selbst wenn es gelingen sollte, neue Speichermöglichkeiten und -techniken zu finden, «Backup»-Kraftwerke (z.B. Gaskraftwerke) zu bauen und Regel-Reserven zu

schaffen. Zumindest sollten deshalb alle inländischen KKW solange Strom produzieren können, solange dies aus technischer Sicht möglich und es aufgrund des laufenden Unterhalts auch ökonomisch vertretbar ist.

Im Kontext steigender Strompreise ist zu beachten, dass höhere Strompreise nicht nur Produzenten belasten, sondern vor allem private Haushalte und dabei insbesondere Mieter mit niedrigen Einkommen. Gerade diese Haushalte können oft auch keinen Beitrag zur Verringerung der Stromnachfrage leisten, da die Mittel zum Kauf effizienterer Geräte oft fehlen. Den Umverteilungswirkungen steigender Strompreise und insbesondere auch der bislang praktizierten Förderung der Stromproduktion mit neE ist daher künftig in den politischen Entscheidungsprozessen mehr Beachtung zu schenken.

Nach der im EnG festgelegten schrittweisen Stilllegung der inländischen KKW wird die Bedeutung der Stromimporte für die Versorgungssicherheit erheblich zunehmen. Stromimporte sind möglich, solange Strom auf dem Markt vorhanden ist und auch transportiert werden kann. Beispielsweise fehlen nach Abschaltung der KKW in Süddeutschland im Jahr 2022 mit Sicherheit noch die Hochspannungsleitungen, um den im Norden von Deutschland mit Windkraftanlagen produzierten Strom auch nach Süden leiten zu können. Obwohl das BFE in den Studien zur Versorgungssicherheit mit als sicher betrachteten Stromimporten rechnet, sind diese noch keinesfalls garantiert.

Ob für Stromimporte aus der EU ein Stromabkommen geschlossen werden soll und kann, ist eine politisch zu beantwortende Frage. Die Stromversorgungssicherheit und ein dadurch möglicher gleichberechtigter Zutritt der inländischen Stromproduzenten zum europäischen Strommarkt sprechen für ein solches Abkommen. Unabhängig davon, sollte jedoch der inländische Strommarkt voll liberalisiert werden. Das heisst aber auch, dass nicht nur die Stromnachfrager lernen müssen mit vom Stromangebot und –nachfrage abhängigen Preisen umzugehen, sondern dass auch die Stromproduzenten die Kosten der Stromproduktion – also die Gestehungskosten und die mit der Erzeugung verursachten Systemkosten – künftig vollständig selbst tragen müssen. Da im EnG – abgesehen von einigen Ausnahmen – die Beendigung der Förderung neuer Anlagen zur Stromproduktion mit neE vorgesehen ist, sollte auch auf die Etablierung eines neuen Förderungssystems verzichtet werden, selbst wenn dadurch die angestrebten Ausbauziele für PV- und Windkraftanlagen nicht erreicht werden.

Zur ganzjährigen Sicherung der Stromversorgung sollte – nicht nur wegen der nicht garantierten Stromimporte – der Bau von inländischen Gaskraftwerken vorbereitet werden. Die Stromproduktion mit Gaskraftwerken führt zwar zu einem Anstieg der globalen THG-Emissionen. Solange aber mit dem von Gaskraftwerken produzierten Strom auf Importe von Strom aus Kohle- und Ölkraftwerken verzichtet werden kann, ist ein solcher Umbau der Stromproduktion zweifellos für die globale Emissionsbilanz vorteilhaft.

Selbst wenn Stromproduktion mit neE weltweit in den kommenden Jahrzehnten die vielfach erwarteten hohen Wachstumsraten ausweisen werden, wird der Anteil der fossilen Energieträger an der globalen Energienachfrage noch lange dominant bleiben. Die Emissionen von THG werden daher weiter steigen und die Erreichung der in Paris (COP 21) vereinbarten Klimaziele extrem schwierig machen, wenn nicht sogar verunmöglichen.

Kommt es möglicherweise noch im Rahmen des Pariser- oder eventueller zukünftiger Klima-Abkommen zur Festlegung verbindlicher Vorgaben zur Reduktion der THG-Emissionen, dann wird es notwendig werden, auch das im EnG enthaltene Bauverbot für neue KKW in der Schweiz zu überdenken. In den Jahren nach 2035 dürften es einsetzbare Techniken für neue KKW geben, die praktisch keine gravierenden betrieblichen Risiken mehr beinhalten und die Endlagerproblematik weitgehend eliminieren²⁶. Eine solche Option sollte daher nicht mehr völlig ausgeschlossen werden. Zurzeit sind Betrieb und Bau neu entwickelter KKW jedoch noch ideologisch und emotional aufgeladene Themen, bei deren Diskussion Sachargumente wenig Beachtung finden. Sobald die Auswirkungen einer nicht mehr sicheren Stromversorgung und steigender Strompreise spürbar werden, könnten in der öffentlichen Diskussion auch Sachargumente wieder mehr Berücksichtigung finden und die vor allem von NGO's – nicht nur in der Schweiz – geschürten Ängste an Bedeutung verlieren.

Die Versorgungssicherheit ist nicht nur eine Frage der produzierten und importierten Strommengen im Jahresdurchschnitt. Die ES 2050 beschränkt sich jedoch auf diese Betrachtungsweise, ohne zu prüfen, wie und wo das Gesamtsystem – Stromerzeugungsanlagen Speicher, Netze und Netzregelung – zwingend angepasst werden muss, um den Verfassungsauftrag einer sicheren und wirtschaftlichen Stromversorgung des Landes erfüllen zu können.

²⁶ Vgl. dazu den Beitrag von Emanuel Höhener, Versorgungssicherheit gestern, heute und morgen, in: Bernd Schipps und Silvio Borner (2018), Versorgungssicherheit: Vom politischen Kurzschluss zum Blackout, Basel: Carnot-Cournot.



LIBERALES INSTITUT

Impressum

Liberales Institut
Rennweg 42
8001 Zürich, Schweiz
Tel.: +41 (0)44 364 16 66
Fax: +41 (0)44 364 16 69
libinst@libinst.ch

Alle Publikationen des Liberalen Instituts finden Sie auf
www.libinst.ch.

Bei diesem Briefing handelt es sich um einen Beitrag, der im Buch «Versorgungssicherheit: Vom politischen Kurzschluss zum Blackout» (Carnot-Cournot Verlag, 2018) erschienen ist. Mit freundlicher Genehmigung der Autoren.

Disclaimer

Das Liberale Institut vertritt keine Institutspositionen. Alle Veröffentlichungen und Verlautbarungen des Instituts sind Beiträge zu Aufklärung und Diskussion. Sie spiegeln die Meinungen der Autoren wider und entsprechen nicht notwendigerweise den Auffassungen des Stiftungsrates, des Akademischen Beirates oder der Institutsleitung.

Die Publikation darf mit Quellenangabe zitiert werden.
Copyright 2018, Liberales Institut.