

Diskussionspapier

Keine Energiewende im Alleingang

Wie die Schweiz mit Ökostrom und Kapazitätsmärkten umgehen soll

Urs Meister

Autor Urs Meister, urs.meister@avenir-suisse.ch
Herausgeber Avenir Suisse, www.avenir-suisse.ch
Gestaltung Jörg Naumann, joerg.naumann@avenir-suisse.ch
Korrektorat Michael Mandl, michael.mandl@avenir-suisse.ch
Simon Hurst, simon.hurst@avenir-suisse.ch
Produktion Staffel Druck, www.staffeldruck.ch

© April 2013 Avenir Suisse, Zürich

Dieses Werk ist urheberrechtlich geschützt. Da Avenir Suisse an der Verbreitung der hier präsentierten Ideen interessiert ist, ist die Verwertung der Erkenntnisse, Daten und Grafiken dieses Werks durch Dritte ausdrücklich erwünscht, sofern die Quelle exakt und gut sichtbar angegeben wird und die gesetzlichen Urheberrechtsbestimmungen eingehalten werden.

Bestellen assistent@avenir-suisse.ch, Tel. 044 445 90 00

Download <http://www.avenir-suisse.ch/26137/keine-energiewende-im-alleingang/>

Inhalt

Zusammenfassung	_ 5
1_ Einleitung	_ 7
2_ Besonderheiten des Elektrizitätsmarktes	_ 8
2.1_ Marktmacht und Preisregulierungen	10
2.2_ Netzexternalitäten und Regelleistung	14
3_ Missing Money Problem zwischen Theorie und Praxis	_ 18
3.1_ Drohende Preisregulierung als Investitionsbarriere	21
3.2_ Politische Beschränkungen beim Kraftwerksbau	23
3.3_ Subventionierte Erneuerbare verschärfen Missing Money Problem	24
3.4_ Entwicklung der Versorgungssicherheit in Europa	28
4_ Strommarktdesign und Investitionsanreize	_ 33
4.1_ Einspeisevergütung für konventionelle Kraftwerke	33
4.2_ Modifizierung des Regelleistungsmarktes	34
4.3_ Strategische Reserve	36
4.4_ Administrative Kapazitätzahlungen	39
4.5_ Kapazitätsverpflichtungen	40
4.6_ Kapazitätsverpflichtungen mit Verfügbarkeitsoption	42
4.7_ Beurteilung und Entwicklung von Kapazitätsmechanismen in Europa	45
5_ Strategien für die Schweiz	_ 47
5.1_ Vorerst kein Mangel an Kraftwerkskapazitäten	48
5.2_ Europäische Kapazitätsmärkte als potenzielles Risiko für die Schweiz	52
5.3_ Beschränkter Nutzen eines (unilateralen) Kapazitätsmarktes für die Schweiz	53
5.4_ Höhere Flexibilität der Nachfrage	58
5.5_ KEV als falsches System zur Förderung erneuerbarer Energien	61
6_ Schlussfolgerungen	_ 63
Literatur	66

Zusammenfassung

Ausgangslage

Die wachsende Einspeisung erneuerbarer Energien in Europa stellt die Wirtschaftlichkeit von konventionellen Kraftwerken zunehmend in Frage. Genau diese konventionellen, steuerbaren Kraftwerke sind jedoch als Back-up dringend nötig, um die fluktuierende Produktion erneuerbarer Energien auszugleichen. Immer mehr Länder erwägen daher die Einführung sogenannter Kapazitätsmärkte bzw. -mechanismen, also eine finanzielle Förderung der Bereitstellung von Kraftwerkskapazitäten.

Enge Vernetzung

Die Schweiz ist wegen ihrer engen Vernetzung mit den Nachbarländern und der hohen Bedeutung des Stromhandels von den Entwicklungen in Europa direkt betroffen. Sie «importiert» nicht nur die von den subventionierten erneuerbaren Energien verursachten Marktverzerrungen, sondern auch die potenziell preissenkenden Effekte allfälliger Kapazitätsmechanismen.

Deshalb wäre es für die Schweiz wohl ziemlich schwierig, bei einer allgemeinen Einführung von Kapazitätsmechanismen in den Nachbarländern abseits zu stehen. Zwar könnten inländische Verbraucher von durchschnittlich tieferen Marktpreisen profitieren, doch würden gleichzeitig die Erträge der Stromproduzenten unter Druck geraten. Längerfristig könnte die Versorgungssicherheit gefährdet werden, da der Bau neuer Kraftwerke im Inland weniger attraktiv würde.

Umgekehrt wäre die unilaterale Einführung eines Fördermechanismus für konventionelle Kraftwerke in einem kleinen Land wie der Schweiz wegen der engen Vernetzung mit den Nachbarn wenig sinnvoll und nur begrenzt funktionsfähig. Die inländischen Verbraucher würden die Kosten tragen, hätten aber keinen Gegenwert in Form tieferer Grosshandelspreise oder geringerer bzw. seltenerer Preisausschläge (Knappheitspreise). Zudem wäre ein auf die Schweiz beschränkter Kapazitätsmarkt aufgrund der hohen administrativen Aufwendungen, der fehlenden Liquidität und des mangelnden Wettbewerbs beim Kraftwerksangebot auf jeden Fall ineffizient. Eine enge Koordination mit den Nachbarn wäre daher fast zwingend.

Handlungsempfehlungen

Die Schweiz sollte somit hinsichtlich der Förderung der Bereitstellung von Kraftwerkskapazitäten keinen vorschnellen Alleingang wagen, sondern vorsichtig abwarten. Das kann sie sich auch leisten, da auf absehbare Zeit kein akuter Mangel an Kraftwerkskapazität im Inland besteht.

Die Schweiz «importiert» nicht nur die von den subventionierten erneuerbaren Energien verursachten Marktverzerrungen, sondern auch die potenziell preissenkenden Effekte allfälliger Kapazitätsmechanismen in den Nachbarländern.

Ferner sollte die Schweiz den wachsenden Marktverzerrungen durch fluktuierende Energien auf der Nachfrageseite begegnen. Das setzt voraus, dass die Verbraucher bedeutend stärker als heute auf kurzfristige Preisveränderungen reagieren, was vor allem durch den kombinierten Einsatz von Smart Metering und marktnahen Tarifen ermöglicht werden könnte. Derzeit werden solche Lösungen jedoch durch das Fehlen der Marktöffnung bei kleineren Verbrauchern behindert.

Schliesslich zeigt die Analyse, dass ein anhaltender Ausbau der Subventionierung von erneuerbaren Energien im Rahmen der Kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) nicht nachhaltig ist. Die KEV verschärft nicht nur das Investitionsproblem bei den konventionellen Kraftwerken, sondern sie wird bei wachsender Einspeisung der erneuerbaren Energien auch immer ineffizienter.

Will die Politik unbedingt an einer expliziten Förderung festhalten, dann müsste diese grundsätzlich neu konzipiert und dabei enger am Markt ausgerichtet werden.

1 Einleitung

Nach der Katastrophe in Fukushima haben der Schweizer Bundesrat und das Parlament den Ausstieg aus der Kernenergie beschlossen. Der Entscheid ist von grosser Bedeutung, schliesslich liefert die Kernenergie heute rund 40% des inländischen Stroms. Eine konkrete Vorstellung über den Ersatz dieser Kraftwerkskapazitäten hatten zum Zeitpunkt des Ausstiegsentscheides weder Bundesrat noch Parlament. 2012 schickte der Bundesrat die «Energiestrategie 2050» in die Vernehmlassung. Neben Massnahmen zur Energieverbrauchsreduktion werden darin auch Annahmen über den Ausbau des Kraftwerksparks gemacht. In keinem Szenario reicht der Ausbau der erneuerbaren Energien aus, um die Stromnachfrage mit einheimischer Produktion zu decken (BFE 2012). Aus diesem Grund spielt vor allem der Zubau von Gaskraftwerken eine entscheidende Rolle. Doch die Szenarien weisen grundlegende Schwächen auf. Zum einen ignorieren sie die Entwicklungen im Ausland. Bereits heute korrelieren die Stromexporte Deutschlands mit der Produktion erneuerbarer Energie. Setzt die Schweiz auf ähnliche Technologien, ist sie vor allem dann auf Importe angewiesen, wenn auf dem europäischen Markt allgemein Knappheit herrscht. Zum anderen ist es keineswegs sicher, dass der Ausbau von Gas- oder Grosswasserkraftwerken tatsächlich stattfinden wird. Die anhaltend tiefen Preise im europäischen Grosshandel geben kaum Investitionsanreize. Dies hängt auch – aber nicht nur – mit der derzeitigen Konjunkturlage in Europa zusammen. Zudem werden die Märkte nämlich auch durch eine Überflutung mit subventionierter erneuerbarer Energie belastet. Die wachsende Stromproduktion aus Wind und Photovoltaik verdrängt immer häufiger konventionelle ¹ Kraftwerke aus dem Markt. Dadurch sinken die Preise, es sinkt aber ebenso die Auslastung konventioneller Kraftwerke – auch in der Schweiz. Die Situation kann sich weiter verschärfen, da die energiepolitischen Pläne in Europa beim Strom bis 2020 den Anteil der erneuerbaren Energien bei 30% bis 40% vorsehen (ENTSO-E 2011). Damit stellt sich die Frage, ob überhaupt noch Anreize für Investitionen in konventionelle Kraftwerke wie Gas-, Kohle-, Kern- oder Grosswasserkraft sowie für den Betrieb solcher Anlagen bestehen. Genau diese steuerbaren Kraftwerkskapazitäten sind für die Stabilität der Versorgung unabdingbar, indem sie das Back-up etwa für wind- und sonnenarme Phasen sicherstellen.

Vor diesem Hintergrund wird die Funktionsfähigkeit des Strommarktes – auf dem lediglich Energie als Megawattstunde (MWh) gehandelt wird – vermehrt in Frage gestellt. Betreiber konventioneller Kraftwerke in Europa aber auch in der Schweiz sehen ebenso wie Anhänger einer wei-

Die wachsende Stromproduktion aus Wind und Photovoltaik verdrängt immer häufiger konventionelle Kraftwerke aus dem Markt.

1 Mit «konventionell» werden im Folgenden fossile Kraftwerke, Grosswasserkraftwerke aber auch Kernkraftwerke bezeichnet.

teren Förderung erneuerbarer Energien einen möglichen Ausweg in Mechanismen, die eine Abgeltung der blossen Zurverfügungstellung steuerbarer Produktionskapazitäten vorsehen. Solche Kapazitätsmärkte (oder allgemeiner Kapazitätsmechanismen) sind keine neue Erscheinung. Zu Beginn vieler Liberalisierungsprozesse in den 1990er Jahren wurden sie – mit mehr oder weniger Erfolg – in einigen Ländern eingeführt, um Investitionsanreize im Bereich der Spitzenlast zu schaffen. Neu stellt sich die Frage, ob die massive Förderung erneuerbarer Energien solche Mechanismen zwingend voraussetzt, um Versorgungsstabilität längerfristig zu garantieren. Umgekehrt ist es möglich, dass damit weitere Marktverzerrungen und Mitnahmeeffekte einhergehen und die Verbraucher unnötig belastet werden.

In dieser Studie werden zunächst Notwendigkeit und Effektivität von Kapazitätsmechanismen analysiert sowie alternative Optionen diskutiert. Ausserdem wird geprüft, welche Auswirkungen die Einführung solcher Mechanismen in Europa auf den Schweizer Markt hätte und ob und in welcher Form umgekehrt die Schweiz aufgrund ihrer Integration in Europa unilateral Kapazitätsmechanismen einführen könnte. Als Grundlage für diese Diskussion werden im zweiten Kapitel zentrale Besonderheiten des Strommarktes dargestellt. Dazu zählt eine Struktur von Angebot und Nachfrage, die die Gefahr von Marktmachtmissbrauch sowie regulatorischen Interventionen bei der Preisbildung in sich birgt. Ferner bestehen im Zusammenhang mit dem Stromnetz Externalitäten und die Möglichkeit von Trittbrettfahren bei der Versorgungssicherheit. Beide Aspekte spielen nicht nur bei der kurzfristigen Systemstabilität, sondern auch bei der potenziellen Verzerrung von langfristigen Investitionsanreizen eine zentrale Rolle. Diese als «Missing Money Problem» bezeichneten Verzerrungen und der Einfluss der Subventionierung erneuerbarer Energien werden im dritten Kapitel analysiert. Im vierten Kapitel werden Kapazitätsmechanismen vorgestellt, und es wird deren praktische Relevanz diskutiert. Das fünfte Kapitel leitet eine Strategie für die Schweiz ab.

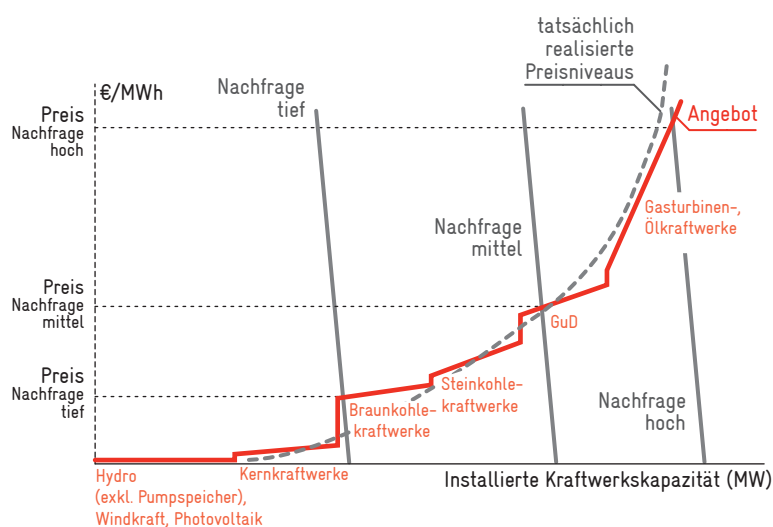
2_ Besonderheiten des Elektrizitätsmarktes

Auf den ersten Blick funktioniert der Elektrizitätsmarkt wie andere Märkte auch: Produzenten verkaufen Strom an Zwischenhändler oder Versorger, diese geben ihn an Endkunden weiter. Im Grosshandel wird Strom entweder am Termin- oder am Spotmarkt ausgetauscht. Dabei kann der Handel an Börsen wie der EEX oder der EPEX oder an ausserbörslichen Handelsplätzen stattfinden. Auch im zweiten Fall, dem OTC-Handel (Over The Counter), werden die Transaktionen üblicherweise auf elektroni-

Abbildung 1

Angebot und Nachfrage am Strommarkt - eine schematische Darstellung

Im Strommarkt bestimmen bisher üblicherweise die Grenzkosten fossiler Kraftwerke die Preise. Wasser-, Wind- oder Kernkraftwerke sind dagegen «Preisnehmer».



Quelle: Eigene Darstellung

schen Plattformen abgewickelt. Im Terminmarkt werden Stromlieferungen etwa für die folgenden Wochen, Monate, Quartale und Jahre gehandelt. ² Der kurzfristige physische Handel erfolgt vor allem am Spotmarkt. Dieser teilt sich in sogenannte Day-Ahead- und in Intraday-Geschäfte (Niedrig 2008 oder Simon 2012). ³ Im Day-Ahead-Markt wird das Verbrauchs- bzw. Produktionsportfolio für den kommenden Tag optimiert – etwa zum Ausgleich von Abweichungen gegenüber Geschäften, die im Terminmarkt abgeschlossen wurden. Weil viele wichtige Parameter wie Wetter- und Temperaturverhältnisse zu diesem Zeitpunkt bekannt sind, werden im Day-Ahead-Markt häufig die tatsächlichen Produktionsentscheidungen getroffen. Auch deswegen dient er als zentraler Referenzmarkt für die physische Erfüllung von Futures und Optionen. Die Geschäfte im Intraday-Markt sind sehr kurzfristig. An der EPEX beispielsweise werden Stromlieferungen für einzelne Stunden (Megawattstunde, MWh) bis zu 45 Minuten vor der Erfüllung gehandelt – im OTC-Geschäft sogar bis zu 15 Minuten davor. Seit Ende 2011 werden an der EPEX zudem 15-Minuten-Kontrakte gehandelt. Ihr Handel erfolgt im Zeitfens-

2 Im ausserbörslichen OTC-Markt werden etwa Forwards, Optionen und strukturierte Produkte gehandelt. Ihre Erfüllung erfolgt in der Regel physisch oder finanziell. An der Börse werden dagegen Futures und Optionen gehandelt, ihre Erfüllung erfolgt überwiegend finanziell (Niedrig 2008).

3 An der europäischen Strombörse European Power Exchange (EPEX SPOT) erfolgt der kurzfristige Stromgrosshandel für Deutschland, Frankreich, Österreich und der Schweiz. Die an der Börse 2011 und 2012 gehandelten Volumen beliefen sich auf 314 bzw. 339 TWh (EPEX Spot 2012b). Das entspricht knapp einem Drittel des aggregierten Verbrauchs der vier Länder.

ter zwischen zwei Stunden und 45 Minuten vor dem Lieferzeitpunkt. Das Produkt wurde nicht zuletzt im Zuge der wachsenden Stromproduktion durch erneuerbare Energien eingeführt. Man kann damit auf besonders kurzfristige Angebotsvolatilitäten reagieren (EPEX Spot 2012).

2.1_Marktmacht und Preisregulierungen

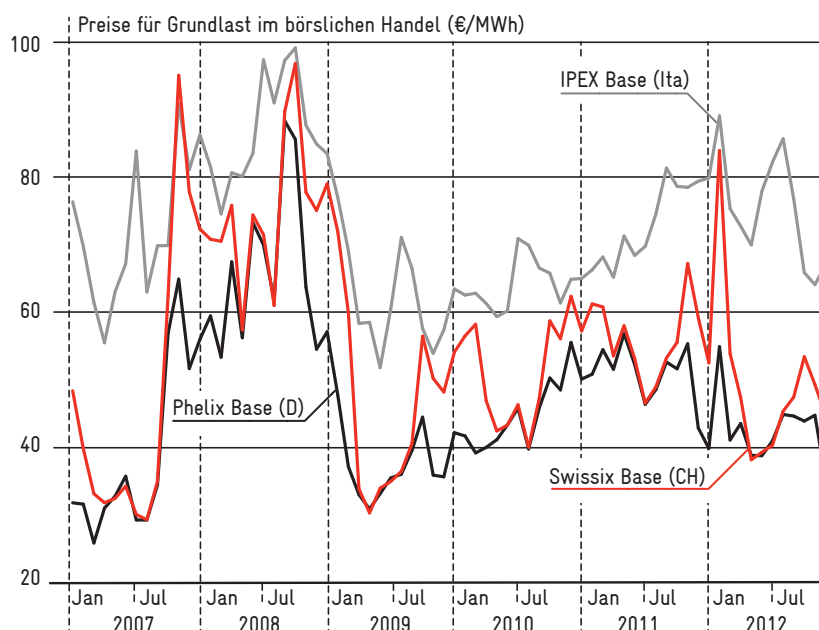
Wie in anderen Märkten determinieren auch im Stromhandel Angebot und Nachfrage die Preise. Auffallend ist aber die geringe Preiselastizität der Nachfrage. Eine Übersicht über internationale Studien (Simmons-Süer et al. 2011) zeigt bei den Haushalten mittlere Werte von rund -0,2 für kurzfristige (etwa bis ein Jahr) und -0,6 für langfristige Preiselastizitäten (über 10 Jahre). Während die Ergebnisse für die Haushalte relativ homogen sind, weisen die Schätzungen bei Industrie und Gewerbe zwar eine hohe Varianz auf, lassen aber doch auf eine im Allgemeinen unelastische Nachfrage schliessen – vor allem in der kurzen Frist. Die Angebotskurve basiert auf der Aggregation der Grenzkosten der Produktionsanlagen: Ein Kraftwerk wird üblicherweise dann eingesetzt, wenn die variablen Kosten für die Herstellung einer zusätzlichen Megawattstunde (MWh) unter dem Verkaufspreis liegen, so dass ein positiver Deckungsbeitrag resultiert. Die Nachfrage bestimmt, welche Kraftwerke zum Einsatz gelangen. Je tiefer die Grenzkosten eines Kraftwerks sind, desto eher kommt es bei gegebener Nachfrage zum Einsatz. Der Marktpreis wird durch das letzte noch nachgefragte Kraftwerk bestimmt. In der graphischen Darstellung (Abbildung 1) wird die linke Seite der Angebotskurve – auch als Merit Order bezeichnet – durch Technologien mit tiefen variablen Kosten und in der Regel hohen Fixkosten bestimmt, also vor allem Wasser, Wind und Solar, aber auch Kernkraft. Im mittleren Bereich sind es dagegen Braun- und Steinkohlekraftwerke, während der rechte ansteigende Ast vor allem durch Gaskraftwerke (Gas- und Dampfturbinen-Kraftwerke GuD und Gasturbinen-Kraftwerke) oder Ölkraftwerke bestimmt wird. Üblicherweise waren sowohl bei der Grund- als auch bei der Spitzenlast die Grenzkosten fossiler Kraftwerke für die Preisbildung relevant. Die zunehmende Einspeisung erneuerbarer Energie stellt dies jedoch infrage (Kapitel 3.3). Untersuchungen für Deutschland zeigen, dass bei tiefer Nachfrage die realisierten Preise interessanterweise oft sogar noch unter der Merit Order liegen, während sie bei mittlerer und hoher Nachfrage häufig sogar deutlich darüber liegen (von Roon und Huck 2010). Die tieferen Preise hängen damit zusammen, dass Grundlastkraftwerke wie Kern- oder Kohlekraftwerke wegen der hohen Kosten, die das Hochfahren der Anlage verursacht, ihre Produktion auch bei geringer Nachfrage nicht gänzlich einstellen, sondern in einen Teillastbetrieb gehen und deswegen ihre Energie sogar unter Grenzkosten anbieten. Die höheren Preise bei grösserer Nachfrage lassen sich – mindestens teilweise – auf den Einfluss von Marktmacht zurückführen (von Hirschhausen et al. 2007 oder Müsgens 2004), denn auch nach der Liberalisierung blieben die Märkte vielenorts wenig wett-

Ein Kraftwerk wird üblicherweise dann eingesetzt, wenn die variablen Kosten für die Herstellung einer zusätzlichen Megawattstunde (MWh) unter dem Verkaufspreis liegen, so dass ein positiver Deckungsbeitrag resultiert.

Abbildung 2

Preise für Grundlast im Grosshandel an der Börse (€/MWh)

Die Preise im schweizerischen Grosshandel werden durch diejenigen in den Nachbarländern bestimmt. Vor allem im Winter übernimmt die Schweiz das italienische Preisniveau, im Sommer das deutsche.



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis EEX, EPEX, GME

bewerblich, da die ehemaligen Monopolisten weiter über einen Grossteil der Kraftwerkskapazitäten verfügen. In solchen Situationen kann es für Kraftwerksbetreiber rational sein, mehr als die Grenzkosten zu verlangen oder gar Kapazitäten aus dem Markt zu nehmen – beispielsweise unter dem Vorwand von Wartungsarbeiten. Natürlich lohnt sich eine solche Strategie nur, wenn der Anstieg des Preises den Verlust an Marktanteil mehr als kompensiert. Damit ein einzelner Kraftwerksbetreiber (oder einige wenige zusammen) einen solchen Effekt erzielen kann, muss das strategische Verhalten mit einer signifikanten Preiserhöhung einhergehen – was vor allem in der Mittel- und Spitzenlast möglich ist. Daneben lassen sich die Preisaufschläge bei grosser Nachfrage auch mit Informationsdefiziten erklären. Schliesslich müssen – gerade im europäischen Kontext – auch die grenzüberschreitenden Stromflüsse berücksichtigt werden: Je kleiner der Anteil Netzkapazitäten für Importe und Exporte und je schwieriger die institutionellen Mechanismen für den Handel, desto leichter fällt strategisches Bieterverhalten.⁴

Wegen der hohen Wahrscheinlichkeit des Einflusses von Marktmacht werden politische Entscheidungsträger immer versucht sein, Preisaus-

4 Falls ein Land aufgrund seiner Kraftwerksstruktur ein relativ tiefes Preisniveau aufweist, müssen die Grenzkapazitäten im Netz im Sinne einer Exportmöglichkeit als zusätzliche Nachfrage modelliert werden. Im Falle hoher Preise stellen die Importkapazitäten dagegen ein zusätzliches (günstigeres) Angebot dar.

schläge in irgendeiner Form zu unterbinden – durch Transparenz, Marktbeobachtung und Sanktionsdrohungen. Ein Beispiel stellt die neue EU-Verordnung REMIT dar.⁵ Daneben kann eine Behörde direkt eingreifen, indem sie Preisobergrenzen definiert – etwa im Gross- oder im Detailhandel oder bei der Beschaffung von Regelleistung oder -energie durch den Netzbetreiber. Derartige Interventionen gibt es auch im Schweizer Strommarkt. Im Grosshandel sind die Preise zwar – zumindest formell – nicht reguliert, aber bei den Endkundertarifen besteht eine Art Tarifobergrenze im Rahmen der sog. Grundversorgung (Gestehungskostenregel). Interventionen im Sinne einer Preisobergrenze gab es temporär auch bei der Regelleistungsbeschaffung (Box 2). Daneben kann sich die Schweiz europäischen Regulierungen nicht entziehen. So betreffen die REMIT-Vorschriften auch all jene Schweizer Marktteilnehmer, die international tätig sind. Ausserdem übertragen sich allfällige Preisregulierungen im Ausland durch den grenzüberschreitenden Handel direkt auf den kleinen und offenen Schweizer Markt, der im Grosshandel faktisch die Preise der Nachbarn übernimmt (wo fossile Kraftwerke die Preise bestimmen; Abbildung 2). Das Beispiel Kalifornien illustriert besonders eindrücklich, wie problematisch Preisregulierungen im Gross- oder auch im Detailhandel sind und wie sehr sie die Stabilität der Märkte und damit der Versorgungssicherheit beeinträchtigen können (Box 1).

Das Beispiel Kalifornien illustriert besonders eindrücklich, wie problematisch Preisregulierungen im Gross- oder auch im Detailhandel sind.

Box 1

Wie der kalifornische Strommarkt 2000/2001 in die Krise geriet

Als Beispiel für eine gescheiterte Strommarktliberalisierung wird häufig Kalifornien genannt, wo es 2000/2001 zu besonders hohen Preisausschlägen und häufigen Versorgungsunterbrüchen kam. Auf den ersten Blick entsprachen die Reformen etwa jenen in Europa. Tatsächlich bestehen aber zahlreiche Unterschiede (Joskow 2001, Kumkar 2001, Sweeney 2002, Borenstein 2002). Zwar wurden auch in Kalifornien eine Strombörse (CalPX) und ein unabhängiger Netzbetreiber (Caiso) geschaffen. Dieser verfügte allerdings nicht über das Eigentum an den Netzen. Um den Markt in Gang zu bringen, wurden ausserdem die drei grossen und etablierten Versorger angehalten, grössere Anteile ihrer Produktionskapazitäten an unabhängige Dritte zu veräussern (Kumkar 2001). Während die Preise im Grosshandel durch die Marktkräfte bestimmt werden sollten, intervenierte der kalifornische Staat bei den Endkundenpreisen.⁶ Diese wurden im Rahmen einer Übergangsregulierung eingefroren, für kleine Kunden sogar um

5 Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency EU Verordnung Nr. 1227/2011 vom 25. Oktober 2011 über die Integrität und Transparenz des Energiegrosshandelsmarkts.

6 Dies hatte auch mit der Kompetenzverteilung im US-Energiesektor zu tun, da die Regulierung auf der Detailhandelsebene Sache der Bundesstaaten und nicht des Bundes war. Die Vorschriften hinsichtlich der Einführung von mehr Wettbewerb betrafen damit in erster Linie die Gestaltung der Grosshandelsmärkte.

10% gesenkt. Die Versorger waren nun beim Einkauf der Energie dem Markt ausgesetzt, auf der Absatzseite hingegen waren die Preise fixiert. Zudem wurden sie gezwungen, den grössten Teil des Stroms kurzfristig über die Börse zu handeln. ⁷ Vor allem aber war das Marktdesign in Kalifornien ausgesprochen komplex. So war der Betreiber des Stromnetzes, Caiso, für den Betrieb von diversen Teilmärkten für Netzhilfsdienstleistungen und Ausgleichshandel zuständig. Dabei organisierte er einen Markt für den Handel mit sehr kurzfristigen Produkten zu (regionalen) Ausgleichszwecken. Dieser Real-Time-Markt sollte auf kurzfristiger Basis die effektiv benötigten Strommengen ausgleichen, falls diese von den geplanten und dem Caiso vorgängig gemeldeten Lieferungen und Abnahmen abwichen. Dazu nutzte Caiso fest vereinbarte Reservekapazitäten und die speziell zu diesem Zweck von den Marktteilnehmern abgegebenen Preis-Mengen-Gebote für Abweichungen von vertraglich vereinbarten Einspeisungen und Entnahmen – sogenannte inkrementale und dekrementale Gebote (Kumkar 2001). Nachdem es bereits 1998 zu starken Preisanstiegen in diesen Märkten gekommen war, führte Caiso mit Zustimmung der Bundesbehörden auch hier eine Preisregulierung ein, um den Einfluss von Marktmacht zu begrenzen.

Dieses übersteuerte System blieb solange stabil, wie die Preise im Grosshandel relativ niedrig blieben. Im Sommer 2000 änderte sich dies aus mehreren Gründen (Sweeney 2002, Kumkar 2001). Auf der Nachfrageseite schlugen sich das starke Bevölkerungs- und Wirtschaftswachstum sowie hohe Temperaturen nieder, auf der Angebotsseite die geringen Niederschlagsmengen im Winter und die dadurch limitierte Produktion der Wasserkraft. Der alternde Kraftwerkspark war zudem von besonders vielen Ausfällen betroffen. Hohe Gaspreise und die strikte umweltpolitische Regulierung (absolute Ausstosslimiten bei älteren Kraftwerken sowie steigende Preise der Emissionszertifikate für Stickoxide) liessen zudem die Kosten im fossilen Kraftwerkspark und damit die Strommarktpreise weiter steigen. Neue Kraftwerkskapazitäten kamen wegen langwieriger Bewilligungsverfahren noch nicht ans Netz. Weil in Knappheitssituationen besonders teure Kraftwerke zugeschaltet werden, war mit hoher Wahrscheinlichkeit auch die Ausübung von Marktmacht für die hohen Preise mitverantwortlich. Die strikte Regulierung der Endkundenpreise verschärfte das Problem zusätzlich, da die Nachfrage dadurch besonders unelastisch war. Die Verbraucher spürten von den Preisspitzen im Grosshandel nämlich nichts und passten ihren Verbrauch nicht den Umständen an. Daneben wirkte sich auch die Caiso-Preisregulierung auf dem Real-Time-Market negativ aus. Beispielsweise übertrug sich im November 2000 der zuvor auf 250 \$ pro MWh ge-

7 Nur in begrenztem Ausmass war ein ausserbörslicher Handel möglich. Da im Rahmen der Übergangsregulierung nicht 100% des Stroms über die CalPX gehandelt werden mussten, handelt es sich nicht um ein sog. Poolmodell (wie es etwa in England und Wales ursprünglich eingeführt wurde), bei dem der gesamte Strom über eine zentrale Plattform gehandelt wird. Vom mehrheitlichen Handel über die CalPX erhoffte man sich höhere Transparenz und mehr Wettbewerb. Doch wurden die Möglichkeiten für längerfristige Absicherungen eingeschränkt, was sich tendenziell negativ auf die Investitionsanreize auswirkte.

senkte Price Cap auch auf den unregulierten Spotmarkt der Calpx: Um Preisen über 250 \$ auszuweichen, verlagerten die Versorger ihre Nachfrage von der Calpx vermehrt auf den Real-Time-Markt des Caiso – etwa indem sie ihre Fahrplanangaben mit den kontrahierten Strommengen gegenüber dem Caiso systematisch unterschätzten. Aus diesem Grund deckte der Real-Time-Markt zeitweise bis zu 30% der Gesamtnachfrage, obschon er für solche Mengen nie geschaffen worden war. Anbieter von Strom reagierten umgekehrt mit Kraftwerksabschaltungen (da die variablen Kosten zum Teil über 250 \$ lagen) sowie einem vermehrten Export in benachbarte Gliedstaaten, in denen keine oder höhere Preisobergrenzen bestanden. Das Stromversorgungssystem in Kalifornien geriet immer mehr in Schieflage. Neben den hohen Preisen mehrten sich im Jahr 2000 und Anfang 2001 kritische Situationen mit Abschaltungen. Daneben gerieten Versorger und damit auch Calpx finanziell derart unter Druck, dass sie in der Folge Insolvenz anmelden mussten. Der kalifornische Staat sprang als Einkäufer des Stroms ein, um die Lage zu stabilisieren. Die Preise für die Verbraucher wurden nach oben angepasst, langfristige Bezugsverträge ausserhalb der Calpx wurden erlaubt.

2.2_Netzexternalitäten und Regelleistung

Eine Besonderheit des Elektrizitätsmarktes besteht darin, dass Strom über ein Leitungsnetz zu den Endkunden gelangt. Eine wachsende Nachfrage nach Strom erhöht also auch den Bedarf an Netzkapazität. Wie in anderen netzgebundenen Märkten lassen sich die damit verbundenen Stau- respektive Kapazitätsknappheitsprobleme als Externalität darstellen. Bei den Stromnetzen sind diese besonders gravierend, denn die damit verbundenen Kosten lassen sich in der Regel nicht auf eine spezifische Verbindung zwischen einem Ein- und Ausspeisepunkt eingrenzen (Knieps 2002), sondern werden von den Netzstrukturen als Ganzes sowie der Erzeugung und dem Verbrauch an ganz verschiedenen Stellen im Netz bestimmt.⁸ Physikalische und kommerzielle Stromflüsse sind daher selten deckungsgleich. Das illustriert ein Blick auf den schweizerischen Stromaussehandel (Abbildung 3).⁹ Weil die Externalitäten vor Landesgrenzen keinen Halt machen, verlangen Netzbetrieb und -ausbau eine enge internationale Koordination – vor allem beim Handel. Die für den grenzüberschreitenden Stromaustausch nötigen Netzkapazitäten (sog. Net Transfer Capaci-

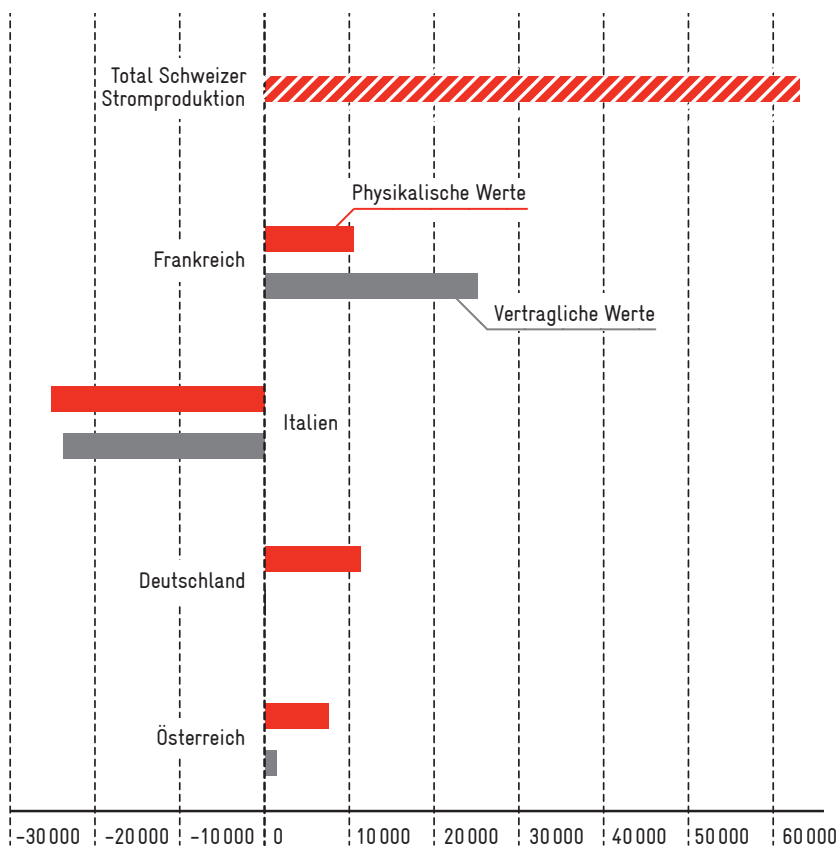
8 Das Phänomen wird als Loop Flow bezeichnet und hängt mit dem Kirchhoff'schen Gesetz zusammen, wonach sich Strom im Netz den Weg des geringsten Widerstandes sucht.

9 Im Falle der Schweiz hängt dies auch damit zusammen, dass aufgrund der Langfristverträge mit Frankreich die Importkapazitäten im sogenannten Schweizer Dach «künstlich» der Grenze Schweiz-Frankreich zugeordnet werden.

Abbildung 3

Schweizer Stromausserhandel - Einfuhr-/Ausfuhr-Saldo 2011
(Angaben in GWh, neg. Werte als Export)

Der tatsächliche Stromaustausch mit den Nachbarländern entspricht nur teilweise den vereinbarten Lieferungen.



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis BFE (2012b) und swissgrid.ch

ty, NTC) werden im Rahmen eines koordinierten Prozesses den Landesgrenzen zugeordnet. Obschon die physikalischen Engpässe im Netz nur selten exakt an den Grenzkuppelstellen bestehen, werden sie quasi administrativ dort vermutet. Wegen den Netzexternalitäten beeinflusst die Bestimmung von bilateralen NTC-Werten auch die Handelsmöglichkeiten zwischen Drittstaaten. Das ist nicht nur für Produzenten, sondern auch für Konsumenten relevant, denn Engpässe im grenzüberschreitenden Netz beschränken den kommerziellen Stromtausch und verhindern dadurch eine vollständige Konvergenz der Preise in benachbarten Marktgebieten (Abbildung 2).¹⁰

¹⁰ Handel zwischen zwei benachbarten Märkten findet statt, wenn die Preise unterschiedlich sind. Reichen die NTC nicht aus, um die Preise der beiden benachbarten Märkte auszugleichen, resultiert ein Netzengpass. Händler müssen nun (in einem impliziten oder expliziten) Verfahren die Netzkapazitäten erwerben. Im Gleichgewicht entspricht der Marktpreisunterschied dem Preis für die Netzkapazität.

Grundsätzlich muss die Stromeinspeisung zu jeder Zeit dem Verbrauch entsprechen. Bereits eine kurzzeitige Differenz kann zu Spannungsverlusten und Instabilität führen. Auch hier besteht eine Netzexternalität: Fällt ein Kraftwerk aus, ist nicht nur der vertragliche Abnehmer dieses Stroms vom Lieferunterbruch betroffen, sondern die Versorgung als Ganzes droht zusammenzubrechen. Ein einzelner Marktteilnehmer berücksichtigt bei seinen Entscheidungen die immensen Kosten eines solchen Systemausfalls zu wenig. Der Übertragungsnetzbetreiber hat daher die Funktion eines Systemoperators. Die Marktteilnehmer, die in Bilanzgruppen¹¹ organisiert sind, melden ihm ihre «Fahrpläne» für Produktion, Handel und Verbrauch. Dennoch besteht zum Zeitpunkt der Lieferung die Gefahr von Abweichungen zwischen dem prognostizierten Verbrauch und der geplanten Produktion – etwa durch Lastschwankungen, Kraftwerksausfälle oder eine gewisse Stochastik bei erneuerbaren Energien wie Wind oder Photovoltaik. Um diese auszugleichen, stellt der Systemoperator – in der Schweiz Swissgrid – Regel- bzw. Reserveleistung bereit (Box 2). Sie dient als eine Art Versicherung für das System. Im Falle kurzfristiger regionaler Engpässe im Netz kann der Systemdienstleister ausserdem beim Kraftwerkseinsatz intervenieren.¹²

Die Bereitstellung von Regelleistung und anderer Leistungen des Systemoperators sind wichtige Instrumente für den Umgang mit Netzexternalitäten, und sie tragen zur Aufrechterhaltung der kurzfristigen Systemstabilität bei. Hingegen sind sie nicht dafür konstruiert, die langfristige Versorgungssicherheit im Sinne ausreichender (Back-up-) Kraftwerkskapazitäten zu garantieren. Dieses Ziel wird im liberalisierten Strommarkt üblicherweise durch die Preisbildung im Grosshandel erreicht, also dem Handel an der Börse sowie OTC. Auf diesen Marktplätzen findet jedoch – im Gegensatz zu den Märkten für Systemdienstleistungen – üblicherweise kein Handel mit der blossen Bereitstellung von Produktionskapazitäten (MW) statt, sondern lediglich ein Austausch produzierter Energie (MWh).

Die Systemdienstleistungen des Netzbetreibers sind nicht dafür konstruiert, die langfristige Versorgungssicherheit im Sinne ausreichender (Back-up-) Kraftwerkskapazitäten zu garantieren.

11 Eine Bilanzgruppe bzw. ein Bilanzkreis ist ein rechtlicher Zusammenschluss von Teilnehmern am Elektrizitätsmarkt, um gegenüber dem Netzbetreiber eine gemeinsame Mess- und Abrechnungseinheit innerhalb der Regelzone zu bilden. Die Bilanzgruppe stellt ein virtuelles Energiemengenkonto dar, über welches Transaktionen mit anderen Bilanzgruppen im In- und Ausland abgewickelt werden.

12 Im Rahmen des Redispatch weist er Kraftwerke an, ihre Erzeugung hoch- oder zurückzufahren. Die Vergütung orientiert sich an den Marktpreisen, doch besteht weder in Deutschland noch in der Schweiz ein eigentlicher Redispatch-Markt, da häufig zu wenige Kraftwerke in Frage kommen und Marktteilnehmer durch ihre Fahrpläne Engpässe künstlich provozieren und davon profitieren könnten (Bundesnetzagentur 2011: 21). Solches ereignete sich etwa im kalifornischen Real-Time-Markt – dies wurde auch als «Dec Game» bekannt.

Die Regellenergiebereitstellung erfolgt dreistufig. Die Primärregelung wird automatisiert innerhalb von Sekunden zur Verfügung gestellt. Die Sekundärregelung dient der Einhaltung des gewollten Energieaustauschs mit den benachbarten Regelzonen im europäischen Verbund. Sie wird nach 15 Minuten abgeschlossen und – falls nötig – durch die Tertiärregelung abgelöst. Diese wird vor allem nach grösseren, unvorhergesehenen Kraftwerksausfällen eingesetzt. Die vorzuhaltende (Tertiär-)Regelleistung orientiert sich unter anderem an der Leistung des grössten Kraftwerksblocks in der Regelzone, da ein Ausfall durch entsprechende Reserve gedeckt werden müsste. In der Schweiz beläuft sich die vorzuhaltende Regelleistung (Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistung) auf rund +/- 1000 MW (Niggli 2010). Zum Vergleich: die maximale Last (Verbrauch) in der Schweiz beläuft sich auf rund 10 000 MW (ENTSO-E 2012). Die Kraftwerkskapazitäten beschafft der Netzbetreiber bei dritten Produzenten im Rahmen von wettbewerblichen Auktionen. Bei der Primärregelung erfolgt lediglich eine Abgeltung für die vorzuhaltende Leistung, bei der Sekundär- und Tertiärregelung wird zudem der Energieaustausch vergütet. Zu diesem Zweck übermitteln etwa in Deutschland die Anbieter in der Auktion zwei Gebote, eines für die vorzuhaltende Kapazität und eines für die zu liefernde Energie. Dabei ist nur das erste Gebot für den Zuschlag relevant, während das zweite die Merit Order für den tatsächlichen Abruf und die Abgeltung der Energie bestimmt. In der Schweiz hingegen werden nur bei der Tertiärregelung zwei Gebote eingereicht. Im Falle der Sekundärregelenergie erfolgt die Abgeltung auf Basis der im Spotmarkt realisierten Preise. Weil die (nationalen) Regelleistungsmärkte aufgrund der wenigen potenziellen Anbieter wenig liquide sind, besteht die Gefahr von Marktmachtmissbrauch und hohen Preisen. Auch Swissgrid hatte 2009 Massnahmen eingeleitet, um steigenden Kosten bei der Regelleistungsbeschaffung entgegenzuwirken (swissgrid.ch und Niggli 2011): Zur Erhöhung der Liquidität im Markt wurden etwa die monatlichen durch wöchentliche und zum Teil tägliche Ausschreibungen ersetzt. Daneben wurde die minimale Grösse der anbietenden Erzeugungseinheiten reduziert, um weitere Anbieter zuzulassen. Ausserdem wurde bei der Regelleistung- bzw. -energie die grenzüberschreitende Kooperation mit benachbarten Regelzonen vorangetrieben. Dazu gehört neben der Möglichkeit einer teilweisen internationalen Beschaffung eine engere Koordination des Abrufs der Regelleistung im Rahmen eines «Netzregelverbunds». Während die internationale Beschaffung höhere Liquidität und damit Wettbewerbsintensität bei der Beschaffung impliziert, kann durch den Netzregelverbund mit benachbarten Regelzonen der gesamthafte Bedarf reduziert werden (z.B. durch Vermeidung von Gegenregeln). Um den Regellenergiebedarf zusätzlich zu senken, wurde der Preis für die Ausgleichsenergie der Bilanzgruppen erhöht, wodurch diese Anreize erhielten, qualitativ bessere Verbrauchs- und Produktionsprognosen zu erstellen. Schliesslich erfolgten auch Interventionen bei der Preisbildung. Lediglich temporär wurden Preisobergrenzen gesetzt, um überteuerte Angebote zu verhindern. Als

Reaktion auf grosse Preisangebotsspannen wurde zudem ein Wechsel vom Grenzpreisverfahren zum Angebotspreisverfahren (Pay-as-bid) vollzogen, wobei jedem Anbieter sein Angebotspreis bezahlt wird. Dadurch solle auch die Gefahr von Kapazitätszurückhaltung reduziert werden. Doch ist der Nutzen zwiespältig. Schliesslich verändert das Auktionsdesign auch die Strategien der Anbieter. Sie werden ihre Preisforderungen über den eigenen Grenzkosten festlegen, etwa beim erwarteten Markträumungspreis. Je höher die Unsicherheiten sind, desto grösser ist die potenzielle Ineffizienz, die mit den strategischen Geboten einher geht. Zudem werden tendenziell grosse Anbieter bevorteilt, da sie häufig über bessere Informationen verfügen (Ockenfels et al. 2008). Ausserdem besteht auch in diesem System die Möglichkeit zur Ausübung von Marktmacht. Da es sich um wiederholte Auktionen handelt, besteht eine erhöhte Gefahr von Kollusion zwischen grossen Anbietern. Im Angebotspreisverfahren lässt sich solches Verhalten schwieriger nachweisen, da die Marktteilnehmer in jedem Fall strategische Angebote machen. Tatsächlich gibt es Hinweise darauf, dass im deutschen Sekundärregelmarkt die beiden grössten Anbieter ihre Angebote in preissteigernder Weise koordinierten (Heim 2012).

3_ Missing Money Problem zwischen Theorie und Praxis

Basiert ein Strommarkt ausschliesslich auf dem Handel von Energie, spricht man von einem «Energy-only-Market». ¹³ Schon zu Beginn vieler Liberalisierungsprozesse gab es verbreitet Zweifel an der Funktionsfähigkeit eines solchen Marktdesigns. Unsicherheit besteht vor allem bei der Frage, ob der Preismechanismus fähig ist, ausreichend Investitionsanreize für neue Kraftwerke zu schaffen. Im Marktgleichgewicht orientiert sich die Abgeltung des letzten eingesetzten Kraftwerks an dessen Grenzkosten (Abbildung 1). Für Anlagen im Bereich der Grund- und Mittellast auf der linken Seite der Merit Order besteht kein offensichtliches Problem bei den Investitionsanreizen. Sie erzielen über den höheren Marktpreis während Spitzenlastzeiten einen positiven Deckungsbeitrag. Kritischer ist die Situation bei Kraftwerken rechts in der Merit Order. Sie kommen nicht nur relativ selten zum Einsatz (geringe Vollbenutzungsstunden), sondern profitieren auch nicht oder selten von Preisen, die über ihren Grenzkosten liegen – jedenfalls wenn hinreichend Kraftwerke zur Verfügung stehen (Cramton und Stoft 2006). Das hat zur Folge, dass kaum Anreize

Unsicherheit besteht vor allem bei der Frage, ob der Preismechanismus fähig ist, ausreichend Investitionsanreize für neue Kraftwerke zu schaffen.

¹³ Die Strommärkte in Deutschland oder der Schweiz sind streng genommen keine reinen Energy-only-Märkte, da im Rahmen der Regelleistungsbereitstellung auch Abgeltungen für die Bereitstellung von Kapazität existieren.

bestehen, in solche Kraftwerke überhaupt zu investieren. In der Theorie wird dieser Umstand als «Missing Money Problem» bezeichnet. Allerdings funktionieren auch andere Märkte nach demselben Muster: Angebot und Nachfrage bestimmen den Preis, die Angebotskurve ihrerseits wird durch die Grenzkosten gebildet. Investitionsanreize entstehen auf zwei Arten:

- Neue Technologien können höhere Wirkungsgrade erzielen und profitieren, wenn ältere Technologien die Preise bestimmen.
- Ein mangelndes Angebot in der Spitzenlast schlägt sich in hohen Knappheitspreisen nieder (Ockenfels et al. 2008). Derart hohe Preise würden nur wenige Tage oder gar Stunden im Jahr auftreten. Dennoch wären sie – mindestens theoretisch – fähig, Investitionsanreize für Kraftwerke mit tiefen Fixkosten zu vermitteln (Box 3 und Abbildung 4a).

Im Strommarkt können sich die Knappheitspreise am Wert der Versorgungssicherheit orientieren – respektive an den potenziell sehr hohen Kosten von Versorgungsunterbrechungen. Man spricht vom «Value of Lost Load» (VOLL). Dieser lässt sich aufgrund des Fehlens direkt beobachtbarer Werte jedoch schwer berechnen und muss indirekt geschätzt werden – beispielsweise mit Blackout-Studien, makroökonomischen Studien zu Wirtschaftsleistung und Energieverbrauch oder Befragungen zur Zahlungsbereitschaft (Frontier Economics 2008). Häufig beläuft sich der geschätzte Wert auf das 10- bis 100-fache der durchschnittlichen Marktpreise (Frontier Economics 2008), einige vermuten sogar Werte bis zum 500-fachen (Joskow und Tirole 2007). Schätzungen in den USA weisen auf Zahlen von 2000 bis 50 000 \$/MWh, und in Deutschland (und wohl auch in der Schweiz) dürfte der Wert in einem Korridor zwischen 8000 und 16 000 €/MWh liegen (Bothe und Riechmann 2008).

Im Strommarkt können sich die Knappheitspreise am Wert der Versorgungssicherheit orientieren – respektive an den potenziell sehr hohen Kosten von Versorgungsunterbrechungen.

Box 3

Knappheitspreise und Investitionsanreize

An der EEX wurde 2012 Grundlast in Deutschland bei durchschnittlich 43 €/MWh gehandelt (in der Schweiz bei knapp 50 €/MWh). Beispielhaft unterstellen wir ein VOLL von rund 16 000 €/MWh. Geht man vereinfachend von Grenzkosten eines Gaskraftwerks von rund 50 €/MWh aus und unterstellt, dieses könne nur während 10 Stunden im Jahr (während rund 0,11% der gesamten Zeit) aber bei Preisen auf dem Niveau des VOLL betrieben werden, resultiert für ein Kraftwerk mit einer Leistung von 1 MW ein Deckungsbeitrag von knapp 160 000 € pro Jahr. Zum Vergleich: Die spezifischen Investitionskosten eines GuD liegen bei etwa 800 000 €/MW (Hille 2012). Liegen die mittleren Preise in allen anderen Stunden bei 43 €/MWh, erhöht sich der durchschnittliche Strompreis über das ganze Jahr auf 61 €/MWh. Das Zahlenbeispiel illustriert, dass kurzzeitige VOLL-Preise ausreichende Deckungsbeiträge bei sehr geringen Vollbenutzungstunden generieren könnten. Investitionsanreize entstehen da-

bei natürlich in erster Linie für Kraftwerke mit geringen Fixkosten (Investitionskosten und fixe Betriebskosten), denn sie sind nicht auf eine hohe Auslastung (Vollbenutzungsstunden) angewiesen, um die nötigen Deckungsbeiträge zu erwirtschaften. Hohe variable Kosten spielen im Beispiel keine entscheidende Rolle. Da der VOLL weit über den variablen Kosten liegt, fallen diese kaum ins Gewicht. Das lässt sich an einem Extrembeispiel illustrieren: Nimmt man bei einem theoretischen Kraftwerk eine Kostenstruktur ohne Fixkosten aber mit besonders hohen variablen Kosten im Umfang von 1000 €/MWh an, liesse sich ein solches in jedem Fall wirtschaftlich betreiben – selbst wenn die Anzahl Stunden mit Angebotsknappheit und exorbitanten Preisspitzen weiter reduziert würde.

Box 3 illustriert den Effekt von Knappheitspreisen anhand von Zahlen für den europäischen Markt. Mindestens theoretisch kann nicht ausgeschlossen werden, dass ein Energy-only-Markt ausreichend Investitionsanreize schafft. In Abbildung 4a stellt die eingefärbte Fläche zwischen P_h und P_{voll} den Deckungsbeitrag für die Kraftwerke mit den höchsten Grenzkosten dar. Über die Wirkungen und das Zustandekommen der Knappheitspreise bestehen allerdings Unsicherheiten. Einerseits sind Investitionen in neue Kraftwerke, die nur für wenige Betriebsstunden konzipiert sind, mit einem besonders hohen Risiko verbunden. Da die Merit Order rechts sehr steil ist, können bereits kleine Verschiebungen (Kraftwerksausfälle, Abschaltungen oder Kapazitätserweiterungen) enorme Preisveränderungen zur Folge haben. Häufigkeit, Dauer und Höhe von Knappheitspreisen lassen sich nur schwer prognostizieren. Andererseits ist es fraglich, ob sich am Markt überhaupt VOLL-Preise bilden und für einen stabilen Ausgleich von Angebot und Nachfrage sorgen (Cramton und Stoff 2006 oder Ockenfels und Cramton 2011). Beim VOLL handelt es sich weniger um ein Ergebnis im Spotmarkt, als vielmehr um einen theoretischen (durchschnittlichen) Wert. Für die Endverbraucher besteht meist keine Möglichkeit, ihre Zahlungsbereitschaft für Versorgungssicherheit zur Geltung zu bringen. Auch würden sie diese gegenüber ihrem Versorger nicht ohne weiteres offenlegen. Schliesslich können sie aus physikalischen Gründen keine höhere Versorgungssicherheit haben als ihr Nachbar am selben Netz. Die sichere Versorgung wird zu einem öffentlichen Gut – rationale Verbraucher würden sich als Trittbrettfahrer verhalten. Sie wären daher auch nicht bereit, im Rahmen einer langfristigen Beschaffung systematisch höhere Preise für vermeintlich grössere Versorgungssicherheit zu bezahlen. Ausserdem sind die meisten Endverbraucher aufgrund fester Tarife preisunelastisch. Weil auch das Angebot an der Kapazitätsgrenze unelastisch ist, besteht die Gefahr von Versorgungsunterbrüchen (Box 1). Bestenfalls können die Versorger, um die Wahrscheinlichkeit von Ausfällen zu reduzieren, bei einem Teil der Nachfrage künstlich eine höhere Preiselastizität schaffen. Beispielsweise lassen sich mit einzelnen

Häufigkeit, Dauer und Höhe von Knappheitspreisen lassen sich nur schwer prognostizieren.

(grossen) Verbrauchern Verträge vereinbaren, die eine finanzielle Kompensation für zeitlich befristete Stromabschaltungen (Lastabwurf) vorsehen. Die Entschädigung würde sich an deren VOLL orientieren.

3.1_ Drohende Preisregulierung als Investitionsbarriere

Relativ selten auftretende Knappheitspreise sind theoretisch fähig, hinreichende Deckungsbeiträge für Anlagen mit tiefen Fixkosten zu generieren (Box 3). Doch dieser Ansatz ist anfällig gegenüber strategischem Bieterverhalten im Grosshandel (Kapitel 2.1). Gerade bei ausserordentlich hoher und unelastischer Nachfrage und knappem Angebot haben die Anbieter die Möglichkeit, durch strategische Angebote oder das Zurückhalten von Kraftwerkskapazitäten die Preise «künstlich» zu erhöhen. Die anhaltend hohe Konzentration in den (europäischen) Strommärkten begünstigt diesen Umstand. Dagegen lässt sich einwenden, dass die überschüssenden Preise nur ein vorübergehendes Phänomen sind, denn die entstehenden Renten für Produzenten würden Investitionsanreize schaffen und Markteintritte provozieren. In der mittleren Frist reduzieren die neuen Kraftwerke Anzahl und Dauer von Knappheitssituationen, ebenso die Möglichkeiten von strategischem Bieterverhalten. Tatsächlich aber existieren Markteintrittsbarrieren, die diesen disziplinierenden Effekt unterminieren:

- Lange Bewilligungs- und Bauzeit: Selbst Gaskraftwerke mit einem hohen Anteil standardisierter Hauptkomponenten setzen eine reine Bauzeit von rund zweieinhalb Jahren voraus. Die zeitliche Verzögerung von allfälligen Markteintritten hat daher einen beschränkt disziplinierenden Effekt.
- Drohender Abnutzungswettbewerb: Im kapitalintensiven Kraftwerksgeschäft besteht die Gefahr eines «War of Attrition». Da bereits geleistete Investitionen versunken sind («Sunk Cost»), sind sie für etablierte Unternehmen nicht mehr entscheidungsrelevant. Neue Unternehmen müssen damit rechnen, dass die etablierten bis zum Markteintritt Renten abschöpfen und dann in einen Preiswettbewerb wechseln. Diese Aussicht schmälert ihre Investitionsanreize.

Weil der Stromversorgung hohe volkswirtschaftliche Bedeutung zukommt, würde der politische Druck gross, über eine Regulierung der Preisobergrenze (Price Cap) zu intervenieren. Das gilt umso mehr, als sich die Knappheitspreise unabhängig von den Kraftwerkskosten bilden, denn selbst regulierte Preise unter dem VOLL könnten noch hinreichend Deckungsbeiträge zulassen. ¹⁴ Allerdings dürfte es für einen Regulator schwierig sein, die «richtigen» maximalen Knappheitspreise zu definie-

14 Dies lässt sich einfach am Zahlenbeispiel in Box 3 illustrieren. Unterstellt man im Rahmen einer einfachen Investitionsrechnung für ein Gaskraftwerk eine Betriebszeit von 30 Jahren sowie eine durchschnittliche Kapitalverzinsung (WACC) von 8%, würde ein Preis von «nur» 10 000 €/MWh einen positiven Net Present Value (NPV) generieren.

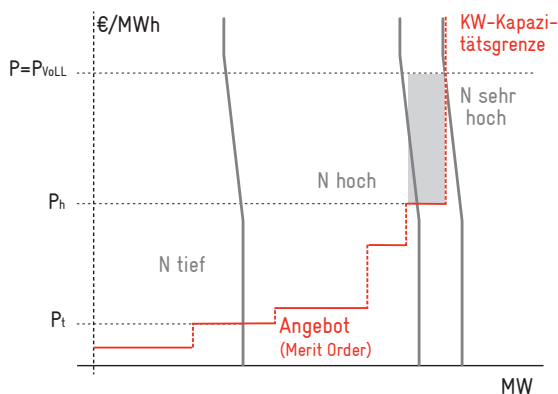
ren. Damit besteht die Gefahr, dass der Price Cap zu tief ist und den kurzfristigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf dem Markt verhindert, was zu einem Blackout führen (Abbildung 4b) oder die längerfristigen Investitionsanreize schwächen kann. Auch besteht die Gefahr von Ausweichstrategien, etwa indem die Produzenten den Strom systematisch auf anderen Märkten anbieten (z.B. Systemdienstleistungen oder Exporte) (Box 1). An der europäischen Strombörse EPEX besteht heute eine Preislimite von -3000 bis +3000 €/MWh, doch handelt es sich dabei um eine von der Börse erlassene (und nicht um eine formell-regulatorische) Preisgrenze (Böckers et al. 2012). Im Day-Ahead-Handel für die Schweiz gilt eine spezifische Limite von 0 bis 3000 €/MWh. In den USA existieren in den

Abbildung 4

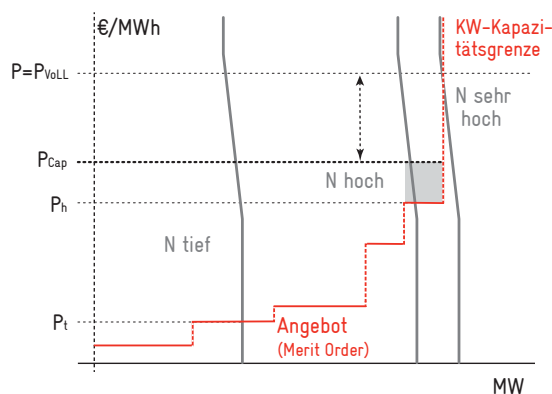
VoLL, Preisregulierung und erneuerbare Energien – eine Übersicht

Knappheitspreise können theoretisch ausreichend Investitionsanreize für Kraftwerke in der Spitzenlast schaffen. Die graue Fläche in den Abbildungen a) und b) kennzeichnet den Deckungsbeitrag für die Kraftwerke ganz rechts in der Merit Order im Falle einer sehr hohen Nachfrage.

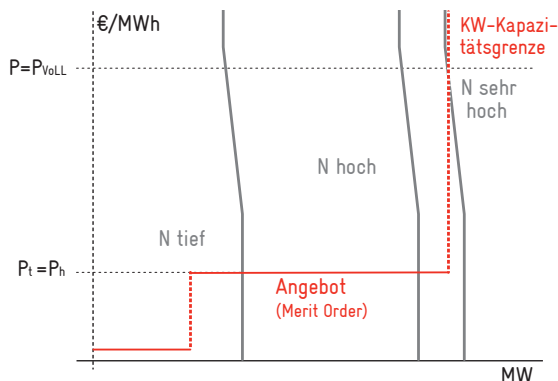
a) Stromgrosshandelspreise und VoLL



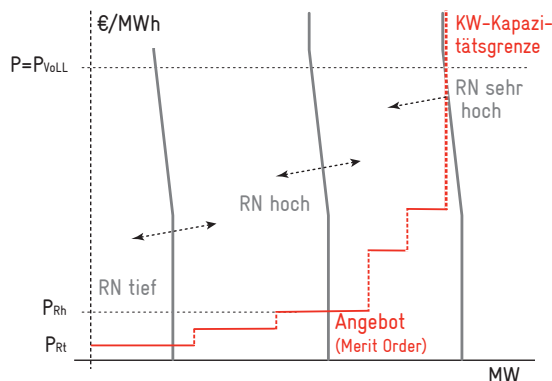
b) Einfluss einer Preisregulierung (Price Cap)



c) Konvergenz der Kraftwerksstruktur



d) Einfluss (subventionierter) erneuerbarer Energien



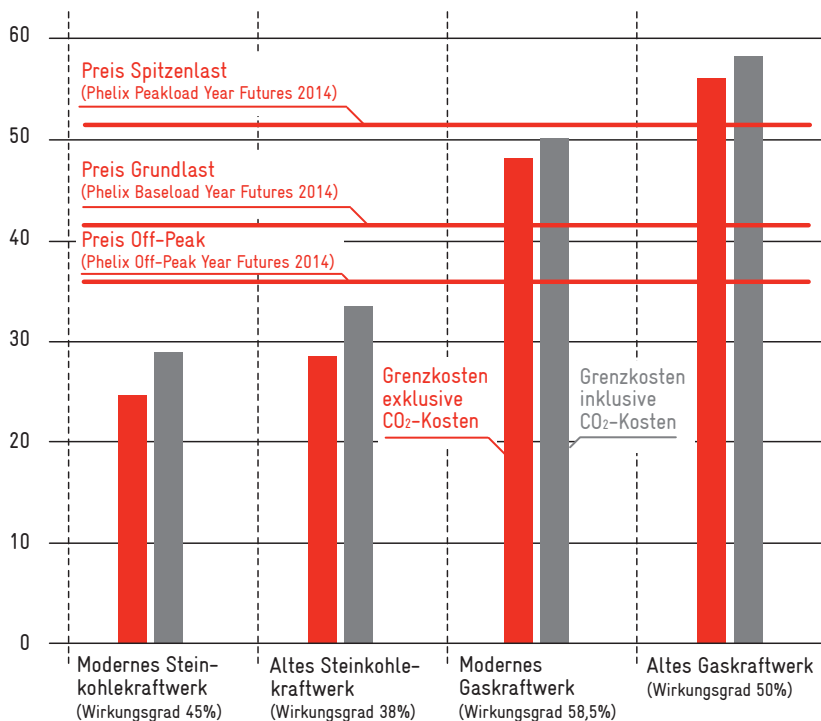
RN = Residualnachfrage = Nachfrage - Produktion Erneuerbare
 = Unsicherheit über die Produktion erneuerbarer Energien

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 5

Variable Kraftwerkskosten und Marktpreise in Deutschland für 2014 (€/MWh) |¹⁵

Auf Basis von Daten aus dem Terminmarkt für das Jahr 2014 lassen sich GuD mit einem Wirkungsgrad von gegen 60% weder in der Grund- noch in der Spitzenlast wirtschaftlich einsetzen. Kohlekraftwerke würden dagegen einen positiven Deckungsbeitrag erwirtschaften.



Quelle: Avenir Suisse auf Basis EEX

meisten (bundesstaatlich organisierten) Märkten formelle Price Caps. Die Regulierungen treten häufig in Kombination mit Kapazitätsmärkten auf. Diese werden als Mittel zur Aufrechterhaltung von (tiefen) Price Caps und Investitionsanreizen angesehen (Pfeifenberger et al. 2009).

3.2_ Politische Beschränkungen beim Kraftwerksbau

Grund- und Mittellastkraftwerke profitieren von den höheren Grenzkosten der Kraftwerke in der Spitzenlast. Nimmt man an, dass für einen Markt nur eine einzige Technologie zur Verfügung steht, sinken tendenziell auch die Investitionsanreize, denn die Grenzkosten der einen Technologie würden praktisch zu jeder Zeit den Preis bestimmen. Die Angebotskurve hätte in weiten Teilen einen horizontalen Verlauf (Abbildung 4c). Die Annahme einer einzigen Technologie am Markt erscheint auf den ersten Blick abwegig, denn offensichtlich bestünden Anreize, mit Technologien, deren Kostenstruktur unterschiedlich ist, in den Markt einzu-

15 Der Grafik werden Daten aus dem Terminmarkt der EEX für die Marktregion Deutschland per Anfang April 2013 zugrundegelegt. Die Berechnung der variablen Erzeugungskosten basiert auf einem generischen Kraftwerksmodell.

treten. Tatsächlich existieren jedoch für viele Technologien beträchtliche Barrieren. Oft sind bestimmte Technologien aus umweltpolitischen Gründen nicht erwünscht – z.B. Kern-, Kohle- oder Ölkraftwerke. Zwar wäre es sinnvoll, deren Einsatz einzig über den Preis bzw. die Internalisierung externer Kosten (z.B. CO₂-Zertifikate) zu steuern, doch sind in der Realität Bewilligungen für neue Kraftwerke Teil eines politischen Prozesses. So sieht die bundesrätliche Strategie neben dem Ausbau erneuerbarer Energien lediglich GuD vor (BFE 2012), Kohlekraftwerke mit tiefen variablen Kosten oder Gasturbinenkraftwerke mit tiefen Investitionskosten werden dagegen ausgeklammert.

Auch in Europa nimmt vor allem die Relevanz von Gaskraftwerken zu. Zwischen 2000 und 2012 gingen in der EU netto rund 254 000 MW neue Kraftwerkskapazitäten ans Netz, davon 121 000 MW von Gaskraftwerken und 97 000 MW von Windkraftwerken¹⁶ (EWEA 2013). Während die Windkraft von Fördermodellen profitiert, werden Gaskraftwerke in erster Linie über den Markt finanziert. Aus betriebswirtschaftlicher Optik weisen sie für die Stromanbieter tendenziell Vorteile auf. Sie können in relativ kurzer Zeit gebaut werden, haben tiefe Bau- und damit Kapitalkosten und lassen sich flexibel einsetzen. Aufgrund ihres im Vergleich zu Kohlekraftwerken geringeren CO₂-Ausstosses sind sie gegenüber der Klimapolitik weniger exponiert als Kohlekraftwerke. Einiges spricht daher dafür, dass der Boom bei Gaskraftwerken in der mittleren Frist anhalten wird. Szenarien der Übertragungsnetzbetreiber gehen davon aus, dass der Anteil Gaskraftwerke im fossilen Kraftwerkspark in Europa zwischen 2012 und 2020 von knapp 40% auf 47% bis 52% steigen wird (ENTSO-E 2012b). Dies beeinflusst die Preisbildung: Vermehrt würden Gaskraftwerke während der meisten Zeit die Preise bestimmen. Im aktuellen Marktumfeld jedoch – mit wachsender Einspeisung erneuerbarer Energien und angespannter Konjunktur – sind es während der Nachtstunden (Off-Peak) sowie teilweise auch rund um die Uhr (Grundlast) ältere Kohlekraftwerke, die häufig die Preise in Deutschland oder Frankreich bestimmen. Die Grenzkosten moderner GuD bestimmen dagegen die Preise für Spitzenlast während den Tagesstunden (Abbildung 5). In diesem Kontext geben die aktuellen Forwardpreise kaum Signale für den Bau neuer GuD.

Zwischen 2000 und 2012 gingen in der EU netto rund 254 000 MW neue Kraftwerkskapazitäten ans Netz, davon 121 000 MW von Gaskraftwerken und 97 000 MW von Windkraftwerken.

3.3_ Subventionierte Erneuerbare verschärfen Missing Money Problem

In der Literatur wurde das Missing Money Problem ursprünglich kaum mit den erneuerbaren Energien verknüpft. Zu Beginn der Liberalisierungen in den 1990er Jahren war ihr Output ohnehin kaum nennenswert.

¹⁶ Der Umfang der installierten Windkraft muss jedoch relativiert werden, da aufgrund der fluktuierenden Produktion durchschnittlich nur etwa ein Kapazitätsfaktor von 25% (rund 2200 Produktionsstunden pro Jahr) angenommen werden kann.

Mit der Klimapolitik hat sich dies geändert. In Europa machten im Jahr 2011 Wind- und Solarenergie bereits gegen 7% der gesamten Stromproduktion und 15% der installierten Kraftwerkskapazität aus (ENTSO-E 2012). Besonders eindrücklich sind die Zahlen in Deutschland, wo die installierte Leistung der Photovoltaik (PV) bis Ende 2012 rund 32 440 MW erreichte, jene der Windenergie 29 900 MW (Burger 2012). Zum Vergleich: 2011 variierte der Verbrauch in Deutschland zwischen etwa 36 000 MW und 84 000 MW (ENTSO-E 2012). Mindestens theoretisch ist es schon heute möglich, dass der gesamte deutsche Stromverbrauch kurzzeitig alleine durch Wind und PV gedeckt werden kann. Gemäss den Zielen der EU-Kommission soll der Anteil erneuerbarer Energie bis 2020 20% des Gesamtverbrauchs ausmachen – bei der Elektrizität wären es mehr als 30%. Die installierte Kapazität bei den erneuerbaren Energien (inklusive Wasser, aber ohne Pumpspeicher) würde von derzeit etwa 320 GW auf 550 GW im Jahr 2020 steigen – was voraussichtlich fast der gesamten Last (Nachfrage) im Januar 2020 entspricht (ENTSO-E 2011, ENTSO-E 2012b). Mit einem Plus von 140 GW entfällt der grösste Teil auf die Windkraft, weitere 50 GW auf die Solarenergie. Das Wachstum würde sich auf alle europäischen Länder verteilen, aber mit einem Akzent auf Deutschland (+ 61 GW).

Die Förderung von erneuerbaren Energien erfolgt in Europa bisher meist durch ein System der Einspeisevergütung – in der Schweiz Kostendeckende Einspeisevergütung (KEV) genannt. Der in dezentralen Anlagen erzeugte Strom wird üblicherweise vom Netzbetreiber aufgekauft und über die Börse vermarktet. Die Anlagenbetreiber erhalten pro eingespeisene MWh eine garantierte Abgeltung auf Basis administrativ festgelegter Durchschnittskosten. Da die Erträge der Anlagenbetreiber unabhängig vom Preis an der Börse sind, haben sie keine Anreize, Investitionen und Produktion auf die Bedürfnisse im Markt auszurichten. Vielmehr versuchen sie einseitig, den Output zu maximieren.¹⁷ Weil Technologien wie Windkraft oder PV Grenzkosten von null aufweisen, führt das zusätzliche Stromangebot zu tieferen Preisen im Markt. Dieser «Merit-Order-Effekt» wird in Deutschland für 2012 und 2011 auf durchschnittlich etwa 9 €/MWh geschätzt, 2009 waren es noch rund 6 €/MWh. Im Falle eines Gaskraftwerks mit lediglich 2500 Volllaststunden beläuft sich der Effekt für 2012 sogar auf rund 14 €/MWh (BMU 2012, Erdmann 2013). Zum Vergleich: Im deutschen Day-Ahead-Markt wurde Grundlast 2012 bei rund 43 €/MWh gehandelt (2011: 51 €/MWh), Spitzenlast bei 54 €/MWh (2011: 61 €/MWh).

Da die Subventionen für erneuerbare Energien unabhängig vom Preis an der Börse ausgerichtet werden, haben die Anlagenbetreiber keine Anreize, Investitionen und Produktion auf die Bedürfnisse im Markt auszurichten.

17 Windkraftbetreiber werden ihre Anlagen während Windphasen für Unterhaltszwecke auf keinen Fall vom Netz nehmen, auch wenn die Marktpreise genau dann besonders tief sind. Ebenso werden PV-Anlagen konsequent in Richtung Süden ausgerichtet, selbst wenn eine Westausrichtung höhere Preise und Erträge in den frühen Abendstunden generieren könnte.

Negative Preise entstehen aus einer Kombination von unelastischer Nachfrage, gesetzlich verordneter Bevorzugung der Einspeisung subventionierter Energie und der Kostenstruktur von konventionellen Kraftwerken. Weil das Herunterfahren der Leistung oder gar eine Abschaltung bei konventionellen (Grundlast-) Kraftwerken mit hohen Kosten verbunden sein kann, sind diese bereit, Geld für die Abnahme ihres Stroms zu bieten. Seit 2008 an der EEX negative Preise zugelassen wurden, kam es mehrfach zu solchen Ausnahmesituationen. Extremwerte von bis etwa -500 €/MWh resultierten in Deutschland beispielsweise im Oktober 2009 (Nicolosi et al. 2010) oder im Dezember 2012 (im Intraday-Handel). Einen potenziellen Vorteil stellen die negativen Preise für Pumpspeicherwerke dar, da sie Geld für die Abnahme des Stroms erhalten. Umgekehrt reduzieren sie das Ertragspotenzial konventioneller Kraftwerke. Daneben nehmen die sogenannten Differenzkosten und damit die Subventionen für erneuerbare Energien zu. Negative Preise im Spotmarkt übertragen sich zudem auf das Preisgefüge im Markt für Regelleistung. So bestehen etwa bei geringer Nachfrage und hoher Produktion von erneuerbaren Energien beschränkte Möglichkeiten für das Angebot von negativer Regelleistung. Als Folge lassen sich bei negativen Spotmarktpreisen besonders hohe Preise für negative Regelleistung beobachten (Nicolosi et al. 2010). Um Häufigkeit und Intensität negativer Preise einzudämmen, erliess einerseits die Bundesnetzagentur 2011 eine (temporäre) Preisuntergrenze mit einer Bandbreite von -150 bis -350 €/MWh. Die Netzbetreiber sollten die Möglichkeit erhalten, bei einem Überangebot erneuerbarer Energien aus der Einspeisevergütung von einer weiteren Einspeisung abzusehen. Mit der Einführung eines Marktprämienmodells sollten andererseits ab 2012 Anlagenbetreiber (mit einer Prämie) motiviert werden, ihren Strom selber zu vermarkten, so dass ihre Stromproduktion sich stärker an den Preisen und dem Bedarf im Markt ausrichtet. Tatsächlich nahmen Intensität und Häufigkeit von negativen Preisen im Spotmarkt eher ab: 2009 gab es an 25 Tagen negative Preise (Bundesnetzagentur 2011b), 2012 an 15 Tagen. ¹⁸ Dies kann man auf die eingeleiteten Massnahmen, aber auch auf die Wetterverhältnisse sowie weitere Reaktionen im Markt zurückführen. Marktteilnehmer stellen sich vermehrt auf die Situation ein, etwa in dem sie ihren Kraftwerksbetrieb durch technische Massnahmen und Prozessanpassungen flexibilisieren. Im Gegensatz zu Deutschland resultierten in der Schweiz bisher keine negativen Preise im Day-Ahead-Spothandel, weil an der EPEX eine spezifische untere Preislimite von 0 €/MWh besteht und weil vor allem im Winter die knappen grenzüberschreitenden Netzkapazitäten den «Import» von negativen Preisen aus Deutschland beschränken.

18 <http://www.nzz.ch/aktuell/wirtschaft/wirtschaftsnachrichten/der-zweifelhafte-erfolg-der-deutschen-stromexporte-1.17937315>

Besonders günstige Witterungsbedingungen mit hoher Einspeisung erneuerbarer Energien können die Preise kurzzeitig vollständig einbrechen lassen. *Abbildung 6* zeigt exemplarisch die Produktion von Wind und PV sowie die Entwicklung der Spotmarktpreise in Deutschland und Österreich vom 6. bis 7. November 2012. Dabei wird der Merit-Order-Effekt als negative Korrelation zwischen der Einspeisung erneuerbarer Energien und dem Marktpreis sichtbar. Besonders deutlich ist der Preiszerfall in den frühen Morgenstunden des 7. November, als die Windproduktion sehr gross war. Die Darstellung illustriert aber auch die immense Herausforderung für die Systemstabilität. Innerhalb weniger Stunden variiert die Leistung der erneuerbaren Energien zwischen etwa 5 und 20 GW. Zum Vergleich: Der gesamte schweizerische Kraftwerkspark verfügt heute über eine Leistung von etwa 18 GW. Die fehlende Produktion der Erneuerbaren muss in kurzer Zeit durch sehr flexible konventionelle Kraftwerke ersetzt werden (Backup). Umgekehrt müssen diese Kraftwerke bei hoher Produktion der Erneuerbaren rasch heruntergefahren werden können. Ausserdem zeigt die Grafik, dass bedingt durch die hohe Einspeisung erneuerbarer Energien sogar negative Preise am Markt resultieren können (*Box 4*). Schliesslich wird deutlich, dass Deutschland das Problem in seine Nachbarländer exportiert, denn die grossen Mengen an Wind- und Solarstrom führen zu temporär höheren Exporten und übertragen damit den Preisdruck auf die benachbarten Märkte (*Abbildung 8*). Dass die in der Grafik dargestellten Schweizer Preise nur parallel, aber nicht auf demselben Niveau verlaufen, hängt damit zusammen, dass die Schweiz aufgrund der geringeren Wasserkraftproduktion im Winter Netto-Importeur ist. Daher bestehen dann an den nördlichen Landesgrenzen knappe Transportkapazitäten, so dass das schweizerische Preisniveau sich jenem Italiens annähert (Meister 2010 und *Abbildung 2* und *Box 4*).

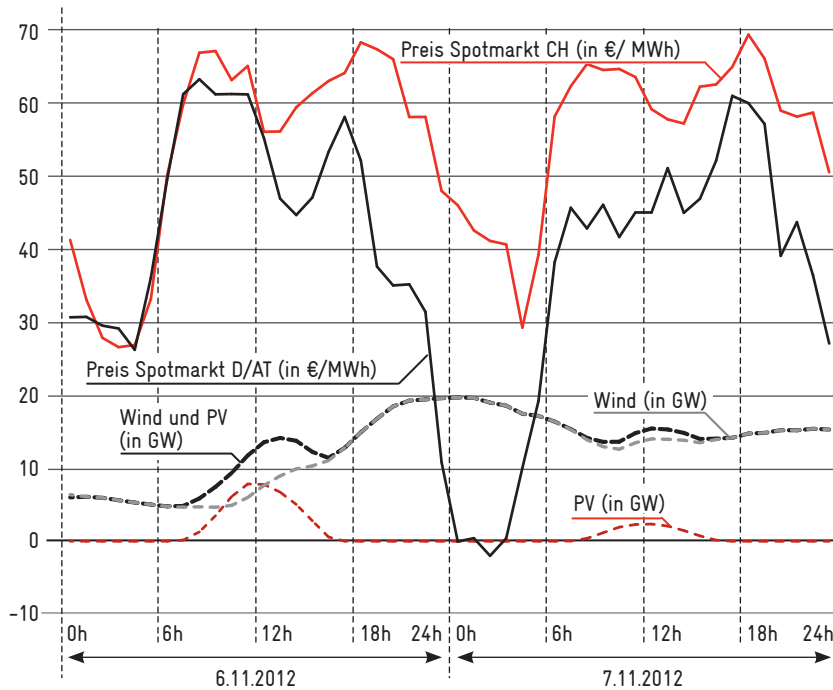
Am 6. und 7. November 2012 variierte die Produktion der erneuerbaren Energien innerhalb weniger Stunden zwischen etwa 5 und 20 GW.

Um den Zusammenhang mit dem Missing Money Problem zu verdeutlichen, kann die Einspeisung der fluktuierenden erneuerbaren Energien als Linksverschiebung der Nachfragekurve dargestellt werden (*Abbildung 4d*). Zu diesem Zweck wird von der Gesamtnachfrage die Produktion der subventionierten erneuerbaren Energien abgezogen. Dadurch resultiert eine Residualnachfrage, die im Durchschnitt weiter links liegt als die Gesamtnachfrage. Sie muss durch die Produktion der konventionellen Kraftwerke abgedeckt werden. Diese Kraftwerke sind nun mit tieferen Preisen respektive einer geringeren Auslastung konfrontiert. Betroffen sind Kraftwerke nicht nur in der Spitzenlast, sondern ebenso in der Mittel- und Grundlast – also auch Kern- oder Laufwasserkraftwerke. Bei den Spitzenlastkraftwerken verschärft sich das Problem, da sie seltener zum Einsatz kommen. Dennoch sind sie für die Systemstabilität nötig, um bei fehlender Sonne, mangelndem Wind und hoher Nachfrage einen Ausgleich zu schaffen. Im Extremfall entspricht die maximale Residualnachfrage in *Abbildung 4d* annähernd jener in *4a* («N sehr hoch»). Das Missing Money Problem wird daher durch die subventionierte Einspeisung er-

Abbildung 6

Wind und Sonne lassen schon heute die Preise einbrechen

Zwischen der Produktion erneuerbarer Energien und dem Marktpreis besteht ein negativer Zusammenhang. Dies illustrieren die Preise im Spotmarkt (D, AT, CH) und die Produktion erneuerbarer Energien (D, AT) am 6. und 7.11.2012.



Quelle: Eigene Darstellung auf Basis eex.de und transparency.eex.com

erneuerbarer Energien verschärft: Knappheit tritt nun nicht nur bei hoher Nachfrage, sondern auch bei geringer Wind- und PV-Einspeisung auf.

3.4_ Entwicklung der Versorgungssicherheit in Europa

Da die meisten erneuerbaren Energien auf Backup-Technologien angewiesen sind, stellt sich die Frage, ob künftig ausreichend konventionelle Kraftwerke zur Verfügung stehen, die die Versorgungsstabilität garantieren können. Allerdings lassen sich Veränderungen im fossilen und nuklearen Kraftwerkspark schwer prognostizieren, da sie von den Entwicklungen am Strommarkt abhängen – die ihrerseits durch die erneuerbaren Energien beeinflusst werden. Die europäische Netzbetreiber-Organisation ENTSO-E behilft sich mit Szenarien, die auf mittlere Frist Kraftwerke im Bau und in der Planung berücksichtigen, aber auch Annahmen über zusätzliche Investitionen sowie die Nachfrage machen:

- *Scenario EU 2020:* Dabei werden die politischen Pläne der EU und der einzelnen Staaten in der Klimapolitik sowie dem weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien, aber auch des übrigen Kraftwerksparks zugrundegelegt und aggregiert. Der Ausbau der erneuerbaren Energien

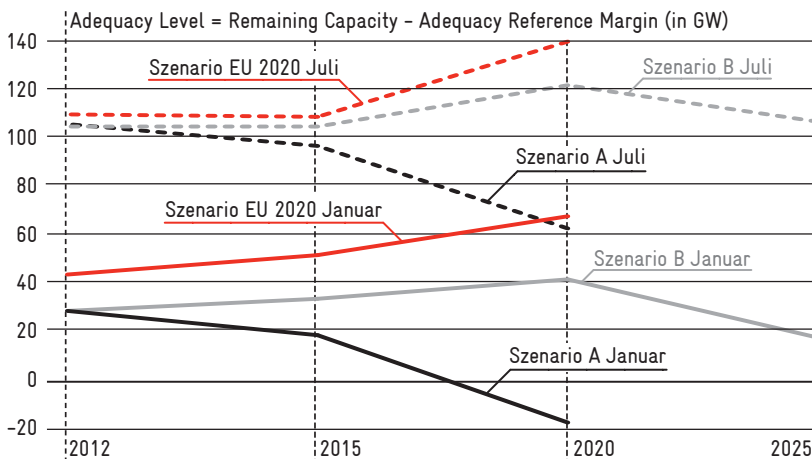
- erfolgt rascher als in den anderen Szenarien, das Nachfragewachstum dagegen gemässiger.
- *Conservative Scenario A*: Ist hinsichtlich Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten am Markt skeptisch und berücksichtigt nur die Inbetriebnahme von neuen Kraftwerken, die bereits als praktisch sicher gelten.
 - *Best Estimate Scenario B*: Berücksichtigt den Kraftwerksausbau in Szenario A und darüber hinaus weitere Projekte, deren Realisierung wahrscheinlich ist. Dabei wird unterstellt, dass Investitionsanreize bestehen.
- Gemäss Szenario EU 2020 nimmt die installierte Leistung des fossilen Kraftwerksparks bis 2020 leicht ab. Dabei werden Gaskraftwerke vermehrt ältere Kohlekraftwerke ersetzen. Trotz dem deutschen Ausstieg wird gemäss dem Szenario die gesamte Kernkraftkapazität in Europa aufgrund neuer Anlagen in Finnland, Bulgarien, Frankreich, Grossbritannien, Rumänien, Schweden und in der Slowakei leicht zunehmen. Eine ähnlich positive Entwicklung wird auch im Szenario B vermutet. Allerdings nehmen die fossilen Kraftwerkskapazitäten bis 2020 mit einem Plus von 13 GW sogar leicht zu. Weit weniger optimistisch ist das Szenario A. Es unterstellt für denselben Zeitraum einen um etwa 15 GW kleineren fossilen Kraftwerkspark. Bei den Kernkraftwerken geht das Szenario A nur bis 2015 von einem leichten Ausbau aus, dann sinken die Kapazitäten bis 2020 kontinuierlich.

Auf Basis der Szenarien kann ansatzweise eine Prognose über die künftige Stabilität der Versorgung gemacht werden. Als Indikator dient eine Kennzahl für die Angemessenheit der (konventionellen) Produktionskapazitäten. Berechnet wird dieser «Adequacy Level», indem von der installierten Kraftwerkskapazität die nicht verfügbare Leistung (Produktionsschwankungen bei erneuerbaren Energien sowie Ausfälle, Revisionen etc. bei konventionellen Kraftwerken), der Verbrauch (Last) und eine Sicherheitsmarge für saisonale Nachfragespitzen abgezogen werden. Deutliche Werte über null signalisieren hohe Stabilität. Nicht überraschend zeigen die beiden Szenarien B und EU 2020 – mindestens in der mittleren Frist – eine hohe Versorgungsstabilität, vor allem im Sommer. Szenario A hingegen deutet im Winter auf Probleme bei der Versorgungssicherheit nach 2015 hin (Abbildung 7).

Entwicklung in Deutschland und Folgen für die Schweiz

Die Sub-Analyse der Ländergruppe Deutschland, Frankreich, Italien, Österreich, Schweiz und Slowenien (Regional Group Continental Central South) zeigt auf den ersten Blick keine substanziellen Abweichungen von den gesamteuropäischen Szenarien. Auffallend ist jedoch, dass für Deutschland – den bedeutendsten Markt in der Gruppe – aufgrund des Ausstiegs aus der Kernkraft in allen Szenarien bereits für 2020 negative Werte für den Adequacy Level resultieren. Die erwartete Veränderung im deutschen Kraftwerkspark lässt Rückschlüsse auf die in Zukunft kri-

Der Adequacy Level misst die Reserven im Kraftwerkspark nach Abzug der nicht verfügbaren Kapazität, der Last sowie einer weiteren Sicherheitsmarge. Im Szenario A drohen in den Wintermonaten nach 2015 bereits Knappheitssituationen.



Quelle: Avenir Suisse auf Basis ENTSO-E 2012b

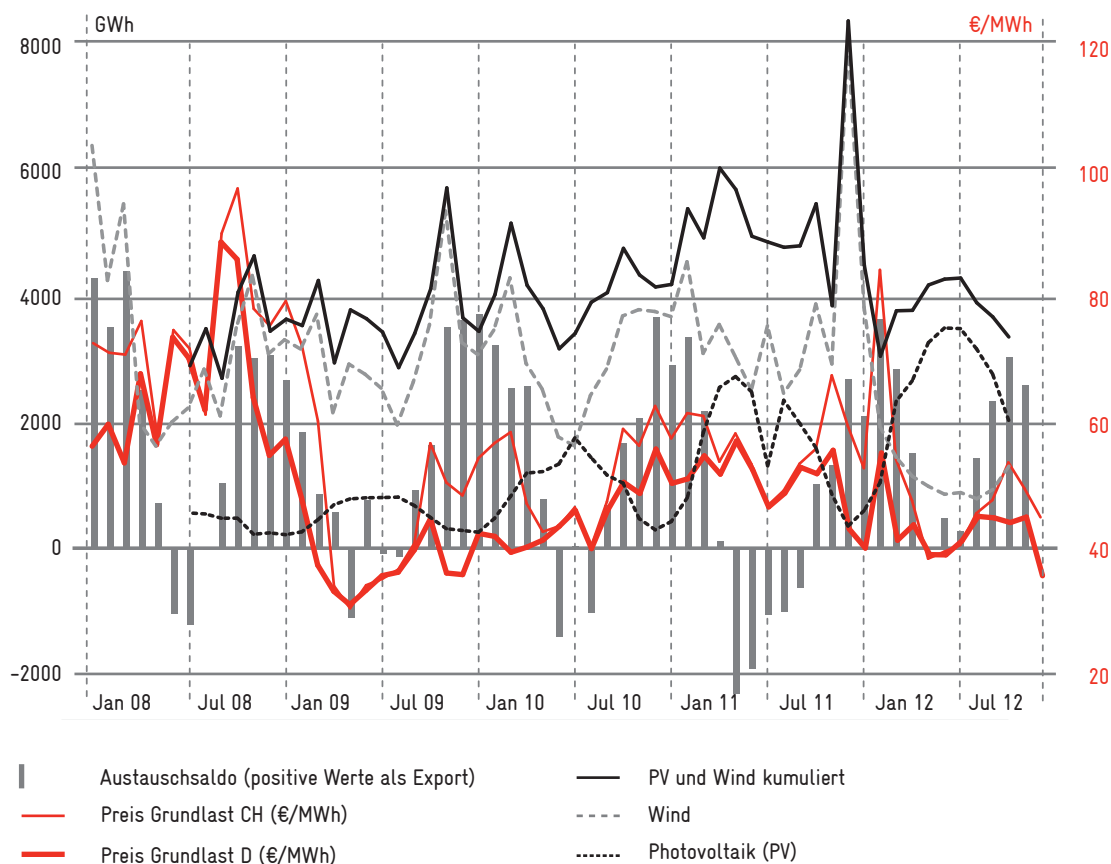
tischen Versorgungssituationen zu. Durch einen einseitigen, massiven Ausbau der Windkraft in Deutschland dürften vor allem dann Knappheitssituationen entstehen, wenn die Nachfrage besonders hoch ist und gleichzeitig die Ergiebigkeit der Windkraft tief ausfällt. Solche Situationen resultieren bei stabilen Hochdruck-Regimes, die sowohl im Sommer (Azoren-Hoch) als auch im Winter (Russland-Hoch) möglich sind (Cervigni und Niedrig 2011). Im Sommer kann während der verbrauchsstarken Mittagszeit die zusätzliche Produktion der PV entlastend wirken. Im Winter drohen dagegen Versorgungsengpässe und Knappheitspreise. In jedem Fall werden die deutschen Importe und Exporte stärker als heute durch die Wetterverhältnisse bestimmt (Abbildung 8).

Damit werden sich die Knappheits- oder Überschussituationen im deutschen Strommarkt in den Preisen der Nachbarländer niederschlagen. Das gilt auch für die Schweiz. Allerdings ist mit einer Asymmetrie zu rechnen. Weil im Winter die Importkapazitäten im Netz an der nördlichen Grenze üblicherweise knapp sind (aufgrund der schweizerischen Importe sowie Transite nach Italien), würden sich der Windüberschuss und die tiefen (oder gar negativen) Preise im deutschen Markt nur beschränkt auf die Schweiz übertragen. Trotz Angebotsüberschuss in Deutschland würde das Schweizer Preisniveau womöglich gegen das höhere Preisniveau in Italien konvergieren (Abbildung 2 und 6). Anders könnte es sich im Falle besonders hoher Preise aufgrund fehlenden Windes in Deutschland verhalten. Im Extremfall würden sich die Stromflüsse umkehren, so dass Italien zum Exporteur in Richtung Norden würde – das

Abbildung 8

Viel Wind, viel Export: Erneuerbare Energien und Stromaussehenhandel in Deutschland

Immer mehr wird der deutsche Aussenhandelsaldo beim Strom durch die fluktuierende Produktion erneuerbarer Energien bestimmt.



Quelle: Avenir Suisse auf Basis ENTSO-E

schweizerische Preisniveau würde sich dann aufgrund eines Netzengpasses im Süden demjenigen in Deutschland anpassen.

Existiert ein Missing Money Problem in Europa?

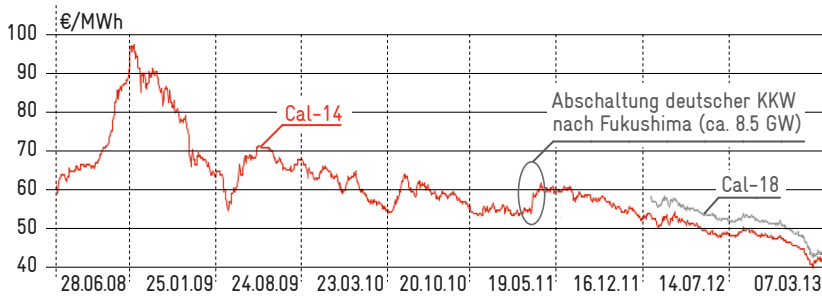
Die dargestellten drei Szenarien geben aufgrund ihrer pauschalen Annahmen über die Investitionen keinen Hinweis auf die Existenz oder Abwesenheit eines Missing Money Problems. Allerdings vermittelt der Markt vorderhand kaum ausreichend Investitionsanreize für das Eintreten von Szenario B. Das gilt nicht zuletzt bei den Gaskraftwerken. Im deutschen Markt sank die Attraktivität der Investitionen – gemessen als Clean Spark Spread¹⁹ – seit 2010 praktisch kontinuierlich. Mittelfristige Prognosen

19 Der Clean Spark Spread bezeichnet die Differenz zwischen Brennstoffpreis eines Kraftwerks (Gas) inkl. CO₂-Preis und dem Strompreis (entweder Grund- oder Spitzenlast, im letzteren Fall häufig als Clean Spark Spread Peak bezeichnet). Dabei handelt es sich um eine Bruttomarge, mit der die anderen Kosten eines Kraftwerks gedeckt werden müssen, also Betrieb, Unterhalt und Kapitalkosten. Bei Kohlekraftwerken spricht man vom sog. Clean Dark Spread.

Abbildung 9

Sinkende Preise im deutschen Terminmarkt

Die Preise für Strom (Grundlast), der 2014 geliefert wird, sinken seit Mitte 2008 kontinuierlich. Auch längerfristige Lieferungen (für 2018) weisen ein ähnlich tiefes Preisniveau auf.



Quelle: EEX

deuten darauf hin, dass der Clean Spark Spread in der Grundlast negativ bleiben und im Bereich der Spitzenlast bestenfalls knapp positive Werte annehmen wird (Kranner und Sharma 2013 und Abbildung 5). Dies gilt auch dann, wenn man für die Gasbeschaffung nicht Öl-indexierte Langfristverträge, sondern Börsenpreise einsetzt. Auf eine anhaltend angespannte Situation mit geringen Investitionsanreizen deutet auch die Entwicklung am Stromterminmarkt: Mitte 2008 wurde Grundlaststrom (Deutschland-Österreich) für 2014 bei über 90 €/MWh gehandelt, bis Anfang 2013 sank der Preis auf knapp 40 €, die Preise für 2018 liegen nur wenig darüber (Abbildung 9). Bei diesem Preisniveau lassen sich auch neue Wasser- und Kernkraftwerke kaum wirtschaftlich betreiben – selbst unter Ausklammerung des Merit-Order-Effekts (Box 8).

Allerdings sind die tiefen durchschnittlichen Preise nicht nur eine Folge subventionierter erneuerbarer Energien und damit des Merit-Order-Effekts. Auch die schleppende Entwicklung der Konjunktur, die relativ niedrigen Preise für Gas und Kohle sowie für CO₂-Emissionszertifikate und Kraftwerksüberkapazitäten üben einen preisdämpfenden Einfluss aus. Ein Blick auf die Veränderungen im europäischen Kraftwerkspark zeigt, dass in den vergangenen Jahren trotz des massiven Ausbaus erneuerbarer Energien eine Vielzahl von neuen fossilen Anlagen ans Netz ging. Zwischen Ende 2009 und Anfang 2012 nahmen in Europa die Kapazitäten fossiler Kraftwerke netto um rund 3000 MW zu, jene von Wasserkraftwerken um rund 1400 MW. Allerdings vermochten diese neuen Anlagen das deutliche Minus bei der Kernkraft (9000 MW) – das vor allem auf die Entwicklung in Deutschland zurückzuführen ist – nicht zu kompensieren. Die Situation könnte sich in den nächsten Jahren verschärfen, wenn Deutschland weitere Kernkraftwerke ausser Dienst stellt.

4_ Strommarktdesign und Investitionsanreize

In Europa wächst der Zweifel an einer längerfristigen Vereinbarkeit von Energiewende und Energy-only-Markt. Vermehrt werden Veränderungen am Marktdesign gefordert, um Anreize für den Bau und Betrieb von konventionellen Back-up-Technologien zu schaffen. Dies kann einerseits über die Modifikation bestehender Instrumente erfolgen, etwa über eine Ausweitung der Einspeisevergütung oder der Regelleistungsbereitstellung. Andererseits kann das Marktdesign grundlegend angepasst werden, um der Kapazitätsbereitstellung einen eigenen Wert zu geben. In diesem Zusammenhang wird von sogenannten Kapazitätsmechanismen oder Kapazitätsmärkten gesprochen. Diese stellen jedoch kein Substitut, sondern eine Ergänzung des bestehenden Energiemarktes dar. Vor allem Kraftwerke, die relativ selten zum Einsatz kommen, sollen ihre Erträge nicht einzig aus dem Verkauf ihrer Energie, sondern auch aus der bloßen Bereitstellung ihrer Produktionskapazität erwirtschaften können. Aus diesem Grund stellen Kapazitätsmechanismen nicht nur ein Instrument für die Versorgungssicherheit dar, sondern auch eines zur Verhinderung von besonders hohen Knappheitspreisen am Markt. Die Konsumenten finanzieren diese «Versicherung» über einen Preisaufschlag (etwa auf dem Übertragungsnetztarif, analog der Regelleistung) und profitieren umgekehrt von tieferen Energiepreisen am Markt. Die Mechanismen sind nicht neu, sondern existieren in der einen oder anderen Form schon in zahlreichen Strommärkten. Eine einheitliche Kategorisierung gibt es nicht. Häufig wird zwischen preis- und mengenbasierten Mechanismen unterschieden (Tietjen 2012, Barrera et al. 2011, Siegmeier 2011). Bei den preisbasierten Mechanismen entscheidet eine zentrale Instanz über eine finanzielle Abgeltung (administrative Kapazitätzahlungen, strategische Reserve), bei den mengenbasierten Instrumenten entscheidet sie über die Kapazitäten, während sich der Preis dafür in einem Markt bildet (Kapazitätsverpflichtungen). Häufig werden lediglich die mengenbasierten Instrumente als Kapazitätsmärkte im engeren Sinn bezeichnet. Kapazitätsmechanismen können sich hinsichtlich der zeitlichen Dimension (Vorlaufzeit, Vertragsdauer), der relevanten Kraftwerke (Neu-/Altanlagen, ausgewählte Technologien), der Organisation (bilaterale Kontrakte, zentraler Markt, dezentrale oder zentrale Beschaffung durch Systemoperator) unterscheiden (Barrera et al. 2011, Pfeifenberger et al. 2009).

In Europa wächst der Zweifel an einer längerfristigen Vereinbarkeit von Energiewende und Energy-only-Markt. Vermehrt werden Veränderungen am Marktdesign gefordert.

4.1_Einspeisevergütung für konventionelle Kraftwerke

Die sichere Abgeltung der Stromproduktion im Rahmen einer kostendeckenden Einspeisevergütung (ähnlich der KEV in der Schweiz) entlastet die Investoren von unternehmerischen Risiken. Der Vorschlag irritiert

auf den ersten Blick, schliesslich war die Einspeisevergütung lediglich als Anschlag für neue erneuerbare Energien angedacht. Tatsächlich aber bestehen in einigen Ländern wie z.B. Grossbritannien im Zusammenhang mit der Klimapolitik Bestrebungen, das System auf weitere CO₂-freie Technologien wie die Kernkraft auszudehnen, da aufgrund ihrer mangelnden Wirtschaftlichkeit im freien Markt kaum Investitionen zu erwarten sind²⁰. Der Ansatz weist mindestens zwei gravierende Nachteile auf. Zum einen droht sogar eine Verschärfung des Missing Money Problems. Besteht Unsicherheit über den Zeitpunkt und das Ausmass zusätzlicher Kernkraftkapazitäten, werden potenzielle Investoren von Spitzenlastkraftwerken mit noch grösseren Unsicherheiten konfrontiert. Ganz allgemein droht eine extensive Subvention von Kapazitäten in der Grundlast die Auslastung von Spitzenlastkraftwerken weiter auszudünnen. Zum anderen lässt sich das Problem fehlender Kapazitäten in der Spitzenlast nicht gezielt adressieren. Da die kostendeckenden Subventionen auf Basis der eingespiessenen Energie ausgerichtet werden, drohen kostspielige Überproduktionsanreize. Das Instrument eignet sich daher nicht, um Back-up-Technologien mit geringem Einsatz zu finanzieren. Auch würden Schwächen der Einspeisevergütung auf den restlichen Markt ausgedehnt. Preissignale wären für Investitions- und Produktionsentscheide nicht mehr relevant. Gleiches gilt bei den Konsumenten, die die Kosten als Zuschlag auf dem Netztarif bezahlen. Weil sich dieser am Energieverbrauch und nicht an der Spitzenlast orientiert, entstehen keine Anreize für gezielte Einschränkungen des Verbrauchs während Knappheitssituationen.

4.2. Modifizierung des Regelleistungsmarktes

Durch die Festlegung einer höheren Menge an Regelleistung nimmt die Nachfrage nach Kraftwerken zu, es entstehen unmittelbare Investitionsanreize. Dieser Ansatz hat gegenüber der Einspeisevergütung den Vorteil, dass die blossere Bereitstellung von Kraftwerkskapazitäten gefördert werden kann (Box 2). Dies kann ausserdem über ein marktnahe Verfahren erfolgen, an dem sich unterschiedliche Kraftwerke beteiligen können, sofern sie minimale technische Standards erfüllen. Im Gegensatz zum administrativen Verfahren der Einspeisevergütung schafft dieser technologieneutrale, wettbewerbliche Ansatz höhere Anreize für effiziente Lösungen. Allerdings ist der Markt für Regelleistung nicht für die langfristige Bereitstellung von Back-up-Kraftwerken konstruiert. Vielmehr werden Abweichungen von den kurzfristigen Produktions- und Ver-

Der Markt für Regelleistung ist jedoch nicht für die langfristige Bereitstellung von Back-up-Kraftwerken konstruiert.

²⁰ In Grossbritannien wird ein System diskutiert, bei dem die Betreiber von Kraftwerken bei tiefen Marktpreisen einen Zuschuss erhalten, der sich an der Differenz zwischen dem Marktpreis und einem bestimmten Strike Price orientiert (Feed-in Tariff with Contract for Difference, FiT CfD). Falls die Marktpreise über den Strike Price steigen, muss der Kraftwerksbetreiber die Differenz zurückerstatten (DECC 2011).

brauchsplänen korrigiert. Vereinzelt wird argumentiert, mit wachsender Einspeisung fluktuierender Energie nehme der Bedarf an Regelleistung ohnehin zu, wodurch Anreize zur Investition geschaffen würden. Umgekehrt sinkt aber der Bedarf wegen verbesserten Produktionsprognosen für Windkraft und PV sowie einem kurzfristigeren (Intraday-)Handel an den Börsen. Der resultierende Nettoeffekt könnte daher auch in der längeren Frist schwach sein (Kippelt und Schlüter 2012). Nötig ist eine ergänzende «künstliche» Nachfrage nach Regelleistung. Allerdings sind die bestehenden Instrumente nicht fähig, diese Reserven sinnvoll mit dem Spotmarkt zu koordinieren. Da die im Regelleistungsmarkt gebundenen Kraftwerke nicht gleichzeitig im freien Markt angeboten werden können, verhindern sie nicht das Zustandekommen von besonders grossen Preisausschlägen (Knappheitspreise). Umgekehrt ist ihre Bedeutung für die Versorgungssicherheit beschränkt, da die technisch nötige Regelleistung geringer ist.

Alternativ kann eine neue Klasse von Regelleistung geschaffen werden, die sogenannte operative Reserve (Hogan 2005, Hogan 2012). Diese zusätzliche Reserve wird unabhängig von den bereits bestehenden Primär-, Sekundär- und Tertiärregelleistungen beschafft. Der mengenmässige Bedarf an operativer Reserve wird dabei weniger durch technische Parameter als vielmehr durch die Preise am Spotmarkt bestimmt: Je tiefer die Preise, desto höher die vom Systemoperator nachgefragte operative Reserve und vice versa. Bei geringem Verbrauch führt die Zusatznachfrage nach Reservekraftwerken zu etwas höheren Preisen im Spotmarkt, so dass Investitionsanreize geschaffen werden. Bei hoher Nachfrage «entlässt» der Systemoperator die Reserven in den Markt, so dass sie dort einen preissenkenden Effekt entfalten. Die Nachfrage nach operativer Reserve ist dadurch eng mit dem Spotmarkt verbunden. In den Abbildungen 1 und 4 verschiebt sich die Nachfrage nach rechts, gleichzeitig nimmt ihre Elastizität zu. Der Ansatz lässt sich mit dem Konzept der Knappheitspreise verbinden, indem die Nachfrage nach operativer Reserve beim VOLL ein Minimum erreicht. Nun ist auch der Nutzen zusätzlicher Reserven gering, da die Spotmarktpreise die maximale Zahlungsbereitschaft für Versorgungssicherheit erreichen (Lastabwurf wäre nun bei vielen Verbrauchern effizient). Die als operative Reserve nachgefragten Kraftwerke erhalten als Abgeltung den Spotmarktpreis minus die potenziellen variablen Produktionskosten (da diese bei der blossen Reservebereithaltung nicht anfallen). Die Kosten der Beschaffung können beispielsweise über einen proportionalen Zuschlag auf dem Energiepreis an die Verbraucher überwältzt werden.

Ein Vorteil des – bisher theoretisch gebliebenen – Ansatzes liegt in der engen Anbindung an bestehende Instrumente im Energy-only-Markt. Dennoch handelt es sich nicht um ein rein marktbasierendes Instrument, da Reserven und VOLL administrativ festgelegt werden (Cramton und Stoft

Bei geringem Verbrauch führt die Zusatznachfrage nach operativer Reserve zu etwas höheren Preisen im Spotmarkt, so dass Investitionsanreize geschaffen werden. Bei hoher Nachfrage «entlässt» der Systemoperator die Reserven in den Markt.

2006). Zudem ist fraglich, ob über die kurzfristige Beschaffung von Reserven im langfristig orientierten Kraftwerksmarkt tatsächlich Investitionsanreize geschaffen werden (Siegmeier 2011). Investoren können sich nicht unbedingt darauf verlassen, dass der erhöhte Reservebedarf nachhaltig ist. Steigende Kosten für die Beschaffung von Regelernergie könnten den Übertragungsnetzbetreiber und/oder den Regulator veranlassen, den Bedarf in einer späteren Periode wieder zu senken.

4.3 Strategische Reserve

Die strategische Reserve knüpft eng am Konzept der operativen Reserve an. Eine zentrale Instanz – beispielsweise der Netzbetreiber – agiert als eine Art Versicherung. Dabei erfolgt eine Teilung des Strommarktes in einen allgemeinen Gütermarkt – mit dem Stromgrosshandel sowie dem Markt für Regelleistung – sowie einem Markt für eine strategische Reserve (EWI 2012). Reichen nach den vom Systemoperator festgelegten technischen Kriterien die Produktionskapazitäten im allgemeinen Gütermarkt nicht aus, um Versorgungssicherheit in kritischen Situationen zu garantieren, kann er zusätzliche Kraftwerkskapazitäten als strategische Reserve beschaffen. Dies kann – ähnlich wie bei der Regelleistung – im Rahmen eines Auktionsverfahrens erfolgen (Box 2). Doch während die Beschaffung der Regelleistung oder der operativen Reserve kurzfristig orientiert ist, kann die Ausschreibung für die strategische Reserve mit einer Vorlaufzeit von mehreren Jahren erfolgen. Teilnehmen können dadurch sowohl alte als auch projektierte Anlagen, was den Wettbewerb stimuliert. Investitionsanreize für neue Kraftwerke resultieren auch dann, wenn lediglich bestehende Anlagen an der Auktion teilnehmen. Da ihre Kapazitäten dem Gütermarkt entzogen werden, resultiert dort ein preissteigernder Effekt. Mindestens theoretisch können auch Verbraucher an den Auktionen teilnehmen, indem sie Massnahmen zur Lastreduktion anbieten. In der strategischen Reserve verpflichtete Kraftwerke können von ihren Betreibern nicht gleichzeitig im Gütermarkt eingesetzt werden. Die Finanzierung der Kapazitäten erfolgt daher einzig über die in der Auktion bestimmten Kapazitätzahlungen, die sich ihrerseits an den Fixkosten der Anlagen orientieren.

Während die Beschaffung der Regelleistung oder der operativen Reserve kurzfristig orientiert ist, kann die Ausschreibung für die strategische Reserve mit einer Vorlaufzeit von mehreren Jahren erfolgen.

Box 6

Strategische Reserve in Schweden und Finnland

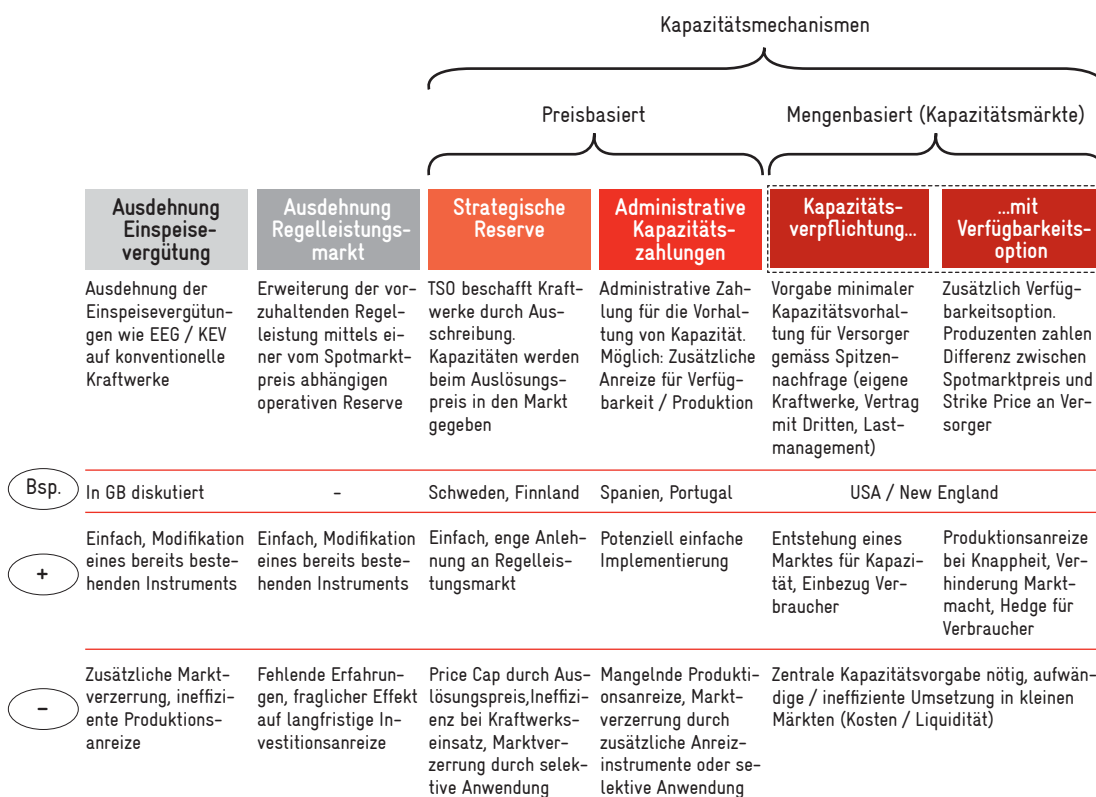
Das Instrument der strategischen Reserve findet in Schweden und Finnland Anwendung. Das Instrument wurde dort im Zusammenhang mit der Unsicherheit über die Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien eingeführt. Die strategische Reserve dient als Back-up im Falle besonders kalter Winter, wenn eisige Temperaturen eine späte Schneeschmelze zur Folge haben (Barrera et al.

2011). Vom Instrument profitieren ausschliesslich Betreiber von älteren bestehenden Anlagen, damit sie diese nicht vorzeitig stilllegen. In Schweden handelt es sich um eine Kraftwerkskapazität von 2000 MW, in Finnland sind es 600 MW. Die vorzuhaltenden Kapazitäten werden durch die Regulatoren festgelegt und durch die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen von regelmässigen Auktionen (alle 2 Jahre) beschafft. Aktiviert wird die Reserve jedoch nicht bei einem ex ante fixierten Auslösungspreis, sondern sobald sich ein Versorgungseingpass abzeichnet (d.h. wenn das Angebot im Day-Ahead-Markt zu gering wäre, um die Nachfrage decken zu können). Der Preis der im Markt angebotenen Reserve entspricht dem letzten kommerziellen Angebot an der Börse Nordpool mit einem Zuschlag von 0,01 €/MWh. Diese Regelung schafft Spielraum für Marktmanipulationen – ein entsprechender Verdacht wurde offenbar bereits geäussert (Ockenfels und Cramton 2011). Der 2003 eingeführte Mechanismus war als Übergangslösung konzipiert. Doch wurde er mehrmals verlängert und soll erst 2019/2020 auslaufen. Die Kosten werden via Übertragungsnetztarif direkt an die Endkunden weitergereicht.

Zwischen dem Gütermarkt und der strategischen Reserve besteht ein enger Zusammenhang. Ein Regulator muss darüber entscheiden, wann die strategische Reserve aktiviert wird. Da sich Knappheit in Form steigender Preise im Spotmarkt niederschlägt, kann ein Auslösungspreis definiert werden, bei dem der Systemoperator die strategische Reserve im Spotmarkt anbietet. Offeriert der Systemoperator die Reservekraftwerke zum Auslösungspreis, wird dieser zu einer impliziten Preisobergrenze (Price Cap). Die Höhe des Auslösungspreises bestimmt die Relevanz der beiden Teilmärkte: Je näher er an den Knappheitspreisen (VOLL) ist, desto seltener wird die strategische Reserve abgerufen und desto grösser sind die Investitionsanreize im Gütermarkt. Ein hoher Auslösungspreis birgt jedoch die Gefahr eines ineffizienten Kraftwerkseinsatzes: Stellt sich bei hoher Nachfrage ein Spotmarktpreis zwischen den Grenzkosten des letzten produzierenden Kraftwerks und dem Auslösungspreis ein, werden von Verbrauchern womöglich Massnahmen zur Lastreduktion getroffen, deren marginale Kosten über denjenigen der (noch nicht eingesetzten) Kraftwerksreserven liegen. Wird der Auslösungspreis umgekehrt bei den Grenzkosten eines Kraftwerks in der Spitzenlast (z.B. Gasturbinenkraftwerk) festgelegt, vermittelt der Gütermarkt keinerlei Anreize mehr, in solche Kraftwerke zu investieren. Ein tiefer Auslösungspreis schmälert daher die Relevanz des Gütermarktes: Einerseits sinken die Betriebs- und Investitionsanreize in der Spitzenlast, andererseits werden Speicher sowie Massnahmen zur Flexibilisierung des Verbrauchs weniger attraktiv, da ein tiefer Price Cap die Preisvolatilität reduziert. In der Praxis besteht eher die Gefahr, dass der Regulator den Auslösungspreis (zu) tief festlegt, damit die Konsumenten in Knappheitssituationen nicht «zu viel» zahlen

Instrumente zur Förderung von Investitionsanreizen – eine Übersicht

Investitionsanreize könnten durch die Modifikation von Einspeisevergütung und Regelleistungsbeschaffung oder durch die Einführung von Kapazitätsmechanismen geschaffen werden.



Quelle: Eigene Darstellung

(Kapitel 3). Daneben wird die strategische Reserve häufig als selektiver Ansatz ausgestaltet, um gezielt neue Kraftwerke zu fördern oder die Abschaltung alter zu verhindern. In Schweden und Finnland findet das zweite Modell Anwendung (Box 6). Je nach Alter und Struktur des Kraftwerksparks erscheint dieser selektive Ansatz kurzfristig günstiger. Allerdings entstehen zusätzliche Marktverzerrungen, da die einseitige Förderung von Altanlagen die Anreize im Gütermarkt, in effizientere Anlagen zu investieren, schmälern. Deshalb kommen sich auch energie- und klimapolitische Instrumente in die Quere, denn die CO₂-Emissionszertifikate sollen ja die älteren, ineffizienten Anlagen stärker belasten, damit sie mittelfristig durch neue ersetzt werden.

4.4 Administrative Kapazitätzahlungen

Eine einfache Form eines preisbasierten Mechanismus stellen administrativ festgelegte Kapazitätzahlungen dar. Solche Zahlungen werden den Kraftwerksbetreibern als Ergänzung zu den Erträgen aus dem Energiemarkt ausgerichtet. Die Ausgestaltung kann unterschiedlich sein, etwa als fixe jährliche Zahlung, als Zuschuss basierend auf der tatsächlichen Verfügbarkeit oder der effektiven Produktion während bestimmter Zeitperioden²¹ (Pfeifenberger et al. 2009). In jedem Fall werden die Zuschüsse nicht durch den Markt, sondern durch einen administrativen Prozess festgelegt. Die Zuschüsse werden so berechnet, dass (Spitzenlast-)Kraftwerke ihre ungedeckten Fixkosten finanzieren können. Als Benchmark kann beispielsweise ein neues Gasturbinenkraftwerk mit tiefen Investitionskosten dienen.

Um den Zubau neuer Kraftwerke zu steuern, kann die Höhe der Zahlung je nach Knappheit von Kraftwerkskapazitäten variiert werden. Einen solchen Ansatz wählte Spanien, das im Jahr 2007 ein neues System von Kapazitätzahlungen (pagos per capacidad) einführte.²² Die Höhe des Zuschusses hängt von der verfügbaren Kapazität und dem Spitzenlastbedarf im Gesamtsystem zum Zeitpunkt der Inbetriebnahme eines Kraftwerks ab. Liegt die Reservemarge unter 10%, kann ein neues Kraftwerk über die Dauer von zehn Jahren mit einer jährlichen Zahlung von 28 000 €/MW rechnen – bei steigenden Reserven nehmen die Zahlungen linear ab (Federico und Vives 2008). In Spanien basieren die Kapazitätzahlungen auf einem selektiven Ansatz: Lediglich neue oder alte Anlagen mit erheblichen Neuerungen können davon profitieren. Das reduziert auf den ersten Blick die Kosten des Mechanismus, doch nimmt mit der Zeit der Druck zu, die Zahlungen auch auf alte Anlagen auszudehnen, damit diese nicht frühzeitig vom Netz genommen werden. Daneben bestehen in einem System mit jährlichen fixen Zahlungen keine expliziten Anreize zur technischen Verfügbarkeit und Produktion während Knappheitssituationen. So könnten weiterhin Anreize zur strategischen Zurückhaltung von Kraftwerkskapazitäten bestehen, um besonders hohe Preise zu erwirken. Aus diesem Grund können die Zahlungen komplementär oder alternativ nach ihrer Verfügbarkeit oder dem tatsächlichen Kraftwerkeinsatz ausgerichtet werden (Box 7). Auch das spanische Modell sieht zusätzlich die Möglichkeit von Zahlungen auf Basis der Verfügbarkeit von Kraftwerken vor.

Die Ausgestaltung administrativer Kapazitätzahlungen kann unterschiedlich sein, etwa als fixe jährliche Zahlung, als Zuschuss basierend auf der tatsächlichen Verfügbarkeit oder der effektiven Produktion während bestimmter Zeitperioden.

21 Die Zahlungen werden dann als availability- bzw. dispatch-based bezeichnet.

22 Das neue Modell ersetzte ein bereits bestehendes, weniger differenziertes System von Kapazitätzahlungen (garantía de potencia), das bereits 1998 eingeführt wurde.

In Argentinien und Peru wurde daher in den 1990er Jahren die Zahlung als Zuschlag auf den Energiepreis pro MWh ausgerichtet – im Falle von Argentinien begrenzt auf den Zeitraum zwischen 6 und 23 Uhr. Ein solches System verzerrt jedoch den Energiemarkt, indem die Kraftwerke Anreize erhalten, unter ihren Grenzkosten anzubieten. Um das System stabil zu erhalten, intervenierte in Peru der Regulator mit einem Verbot solcher Tiefpreisangebote. Ein komplexeres System wurde zu Beginn der Liberalisierung in Grossbritannien geschaffen. Die dynamisch (halbstündlich) berechneten Zahlungen wurden so gestaltet, dass sie bei Knappheit im System automatisch stiegen. Die Zuschüsse erhielten alle Anbieter im Markt; sie wurden mittels einer Formel so berechnet, dass sie eine Art Knappheitspreise simulierten. In der zugrundeliegenden Formel wurden daher der geschätzte VOLL, die Wahrscheinlichkeit eines Systemausfalls sowie die Grenzkosten im gesamten System berücksichtigt (Pfeifenberger et al. 2009). Dies eröffnete aber Möglichkeiten von Marktmanipulationen. Es entstanden Anreize, durch falsche Angaben vermeintliche Knappheitssituationen zu schaffen, um von höheren Zuschüssen zu profitieren (Chuang und Wu 2000). Solche Anreize waren signifikant, da 1994 bis 1995 die Kapazitätszahlungen rund 20% der gesamten Einnahmen der Kraftwerksbetreiber ausmachten.

Administrative Kapazitätszahlungen sind mindestens theoretisch ein einfaches Instrument, um das Missing Money Problem in der Spitzenlast zu adressieren, doch bestehen bei der Umsetzung gravierende Probleme (Pfeifenberger et al. 2009). Da die Zahlungen administrativ festgelegt werden, ist die Wahrscheinlichkeit gross, dass sie entweder zu gering sind und das gewünschte Versorgungssicherheitsniveau nicht garantieren, oder zu grosszügig bemessen sind, wodurch Mitnahmeeffekte entstehen und die Verbraucher unnötig belastet werden. In der Praxis sind ausserdem die Höhe und die Struktur der Zahlungen häufig intransparent. Das erhöht die Gefahr, dass sie politisch beeinflusst werden und eher spezifische Interessen der (etablierten) Produzenten bedienen. Zudem werden die Zahlungen – wie bei der Einspeisevergütung – in der Regel durch einen Aufpreis auf dem Netztarif bei den Endverbrauchern finanziert, so dass diese keine sinnvollen Preissignale erhalten.

Da die Zahlungen administrativ festgelegt werden, ist die Wahrscheinlichkeit gross, dass sie entweder zu gering sind und das gewünschte Versorgungssicherheitsniveau nicht garantieren, oder zu grosszügig bemessen sind, wodurch Mitnahmeeffekte entstehen.

4.5_Kapazitätsverpflichtungen

Anstelle einer zentralen Beschaffung zusätzlicher Kraftwerksleistung können die einzelnen Versorger (oder einzelne Grossverbraucher) auch dazu angehalten werden, basierend auf ihren Bedarfsspitzen Kapazitäten vorzuhalten. Dieser Ansatz adressiert das Trittbrettfahrerproblem, indem die Marktteilnehmer minimale Versorgungssicherheitsstandards erfüllen

müssen (Pfeifenberger et al. 2009 und Bidwell 2005). Die nötigen Produktionskapazitäten (deren Beitrag zur Systemstabilität aufgrund ihrer technischen Verfügbarkeit während potenzieller Knappheitsperioden gewichtet wird |²³), können die Versorger entweder selber vorhalten oder bei Dritten unter Vertrag nehmen. Der dadurch entstehende Markt für Produktionskapazitäten |²⁴ kann bilateral oder zentral organisiert sein z.B. als Segment an einer Börse oder im Rahmen eines vom Systemoperator oder von einem Dritten organisierten Auktionsverfahrens. Durch die Schaffung eines zentralen Marktes werden Liquidität, Transparenz und Wettbewerb stimuliert, gleichzeitig sinken die Transaktionskosten. Am Kapazitätsmarkt können auch Verbraucher teilnehmen. Anstelle von Produktionskapazitäten bieten sie Lastreduktion an. Das Modell der Kapazitätsverpflichtung ist vor allem in den USA verbreitet, wo die Liberalisierung der Märkte auf Ebene der Bundesstaaten erfolgte. Üblicherweise agiert der Systemoperator als Kontrollinstanz, bestimmt die nötigen Produktionskapazitäten, überprüft deren Bereitstellung und beschafft notfalls selber Kraftwerke, etwa wenn Versorger ausfallen.

Der Ansatz weist verschiedene Vorteile auf. Erstens kann ein separater Markt für (Back-up-)Kraftwerkskapazität entstehen. Falls der Bestand an Kraftwerken knapp ist, bildet sich ein Preis für die Bereitstellung von Kraftwerksleistung. Im Marktgleichgewicht orientiert sich der Kapazitätspreis am potenziell fehlenden Deckungsbeitrag. Zweitens reduzieren die dadurch geschaffenen Investitionsanreize in der Spitzenlast die Wahrscheinlichkeit hoher Knappheitspreise. Der Ansatz ist daher nicht zwingend mit einer expliziten Preisobergrenze im Energiemarkt verbunden. Tatsächlich ist der Kapazitätsmarkt ein Mittel, um explizite Preisregulierungen im Energiegrosshandel durchzusetzen: Je tiefer der Price Cap, desto höher die Preise am Kapazitätsmarkt. Drittens entstehen Anreize, die Verbraucher enger einzubinden, entweder über direkte Verbrauchsreduktionsprogramme im Rahmen des Kapazitätsmarktes oder indirekt, indem die Versorger durch geeignete Tarifmodelle (z.B. Real-time-Tarife) die Spitzenlast und damit den Bedarf an vorzuhaltender Kapazität reduzieren. Nachteile manifestieren sich in den Transaktionskosten, etwa in der Kontrolle und Durchsetzung der Vorgaben sowie der Prüfung der Kraftwerksverfügbarkeit durch den Systemoperator. Schliesslich verändern sich die Vorgaben im geöffneten Markt aufgrund des Kundenwechsels dynamisch – das könnte vor allem für kleine Versorger grössere Kosten zur Folge haben. Daneben stellt sich die Frage der Effizienz des

Über das Modell der Kapazitätsverpflichtung kann ein separater Markt für (Back-up-)Kraftwerkskapazität entstehen. Falls der Bestand an Kraftwerken knapp ist, bildet sich ein Preis für die Bereitstellung von Kraftwerksleistung.

23 Dadurch können erneuerbare Technologien mit fluktuierender Produktion wie Wind, PV oder auch Wasser mindestens einen Teil ihrer Kraftwerksleistung anbieten. Dazu kann – etwa auf historischen Daten basierend – berechnet werden, welche Leistung während besonders ausgeprägten Spitzenlastzeiten mit hoher Wahrscheinlichkeit als «gesichert» angenommen werden kann.

24 Zwischen dem Kapazitätsmarkt und dem Energiemarkt an der Börse besteht keine direkte Verbindung. Versorger können ihre Energie unabhängig von der kontrahierten Kapazität beschaffen.

Kapazitätsmarktes, denn in der kurzen Frist ist sowohl die Nachfrage (aufgrund der Vorgaben durch den Systemoperator) als auch das Kraftwerksangebot fix. Bestehen Überkapazitäten, wird sich der Preis bei null einpendeln. Im Falle von Knappheit drohen exorbitant hohe Preise bzw. das Fehlen eines markträumenden Preises. Um derart massive Preisausschläge zu reduzieren, implementierte der New York Independent System Operator (NYISO) ein System, bei dem die Kapazitätsverpflichtung als Funktion des Kapazitätspreises definiert wird – bei tiefen Preisen sind die Anforderungen etwas höher als tatsächlich nötig und vice versa. Der Ansatz reduziert gleichzeitig die Gefahr einer strategischen Zurückhaltung von Kraftwerkskapazität.

Eine Alternative ist das Modell eines Terminmarktes für Kapazitätsverpflichtungen²⁵. In diesem Modell werden die Produktionskapazitäten für eine künftige Periode beschafft (3 bis 5 Jahre Vorlaufzeit). Dadurch können potenzielle neue Kraftwerke am Markt teilnehmen. Möglich ist dabei eine Differenzierung von Vorlaufzeit und Kontraktdauer²⁶. Ausserdem haben die Versorger höhere Flexibilität bei der Gestaltung allfälliger verbrauchsseitiger Massnahmen. Ein solches Modell wurde beispielsweise in New England umgesetzt. Ein Nachteil liegt darin, dass die tatsächlich benötigten Produktionskapazitäten veränderlich sind. Aufgrund von Anpassungen in der Wirtschaftsstruktur oder einer länger anhaltenden Rezession könnte sich der Bedarf reduzieren. Durch den Terminmarkt wären die Versorger allerdings gebunden. Es braucht daher einen zusätzlichen Marktplatz, der einen Anpassungshandel auf kurzfristiger Basis zulässt (Box 7).

Kapazitätsverpflichtungen weisen gegenüber den bisher dargestellten Ansätzen eine Reihe von Vorteilen auf. Vor allem die USA haben einige Erfahrungen mit dem Instrument – wenn auch noch nicht sehr lange. Potenzielle Nachteile des Ansatzes sind die Komplexität und die Gefahr einer zu geringen Liquidität. In einem kleinen Markt mit wenigen Akteuren droht der Kapazitätsmarkt durch Marktmacht verzerrt zu werden. Die Gefahr wird durch eine Ausgestaltung als Terminmarkt (der neue Akteure zulässt) sowie eine (begrenzte) grenzüberschreitende Kapazitätsbeschaffung reduziert.

4.6_Kapazitätsverpflichtungen mit Verfügbarkeitsoption

Das Modell der Verfügbarkeitsoptionen²⁷ knüpft am Terminmarkt für Kapazitätsverpflichtungen an und erweitert diesen durch ein Optionsmodell (Cramton und Stoft 2006, Cramton und Stoft 2008, Bidwell 2005, EWI 2012). Dadurch

25 Sog. Forward Reserve Requirements

26 Während bestehende Anlagen z.B. ein Jahr im Voraus für 5 Jahre kontrahiert werden, würden die Verträge für neue Kraftwerke 5 Jahre im Voraus für eine Dauer von 15 Jahren abgeschlossen.

27 Sog. Reliability Options

sollen einerseits bei den Kraftwerksbetreibern Anreize geschaffen werden, ihre Anlagen während Knappheitssituationen tatsächlich im Markt anzubieten (bzw. diese nicht aus strategischen Motiven zurückzuhalten, z.B. durch exorbitant hohe Preise). Andererseits werden die Verbraucher vor besonders starken Preisausschlägen am Energiemarkt abgesichert. Solche Preisspitzen sind möglich, da das Modell nicht zwingend eine Preisregulierung vorsieht oder mindestens einen relativ hohen Price Cap zulässt. Kraftwerksbetreiber zeichnen dabei eine Art Call-Option und verpflichten sich zu einer Zahlung an den Käufer der Kraftwerkskapazität, also die Versorger. Die Zahlung entspricht der Differenz zwischen dem Spotmarktpreis und einem festgelegten Strike Price (Ausübungspreis). Der Gesamtbetrag, den ein Kraftwerksbetreiber zahlen muss, orientiert sich an seinem Anteil an der insgesamt kontrahierten Kraftwerkskapazität (EWI 2012). Entspricht dieser Anteil 0,5%, sichert er 0,5% der Last während einer Knappheitssituation mit Preisen über dem Strike Price ab. Der Kraftwerksbetreiber ist dabei nicht gezwungen, sein eigenes Kraftwerk während der Knappheitssituation tatsächlich zu betreiben. Allerdings hat er nun starke Anreize zur Produktion, um den Strom im Spotmarkt zu veräußern und die Zahlung entsprechend zu finanzieren.

Der Ansatz weist drei bedeutende Vorteile auf. Erstens bestehen keine Anreize, die Kapazitäten aus strategischen Gründen vom Markt fernzuhalten, um damit eine preistreibende Wirkung zu entfalten. Die Zahlung wird ja in jedem Fall fällig – unabhängig davon, ob ein Kraftwerk produziert oder nicht. Auch kann der Kraftwerksbetreiber nicht gleichzeitig von höheren Preisen profitieren, da ihn die Verfügbarkeitsoption zu einer höheren Zahlung verpflichtet. Zweitens werden die Verbraucher gegen besonders hohe Preisspitzen abgesichert, indem sie eine entsprechende Rückvergütung erhalten. Eine Intervention im Sinne einer Preisregulierung ist dazu nicht nötig. Aus diesem Grund bleiben, drittens, die Preissignale im Markt erhalten. Der Preis im Spotmarkt kann theoretisch über den Strike Price hinausgehen. Dadurch bleiben auf Seiten der Verbraucher Anreize bestehen, durch Lastverschiebung hohen Preisen auszuweichen. Hingegen kann die Ausübung von Marktmacht im Kapazitätsmarkt nicht gänzlich ausgeschlossen werden. Um dem entgegenzuwirken, können etwa Bestandesanlagen verpflichtet werden, ihre Kapazitäten zu einem Preis von null anzubieten, so dass Neuanlagen von potenziellen in den Markt eintretenden neuen Akteuren den Preis bestimmen (EWI 2012, Cramton und Stoff 2006, Cramton und Stoff 2008). Ein Terminmarkt mit Verfügbarkeitsoptionen wurde ansatzweise im Nordosten der USA realisiert (Box 7). Ein daran angelehntes Modell schlägt das Energiewirtschaftliche Institut an der Universität zu Köln für den deutschen Markt vor (EWI 2012).

Im Modell mit Verfügbarkeitsoptionen kann der Preis im Spotmarkt theoretisch über den Strike Price hinausgehen. Dadurch bleiben auf Seiten der Verbraucher Anreize bestehen, durch Lastverschiebung hohen Preisen auszuweichen.

Ziel des Kapazitätsmarktes (Forward Capacity Market) in der Region New England (Maine, Massachusetts, New Hampshire, Rhode Island und Vermont) ist die langfristige Sicherstellung angemessener Kraftwerksressourcen. Der Mechanismus soll fixe Kapazitätskosten entschädigen, die nicht über die Erträge aus anderen Segmenten des Strommarktes gedeckt werden. Diese Gefahr existiert nicht zuletzt wegen der Preisregulierung im Energiemarkt, wo ein Price Cap von 1000 \$/MWh besteht (ISO New England 2012). Am regional differenzierten Kapazitätsmarkt können bestehende und neue (also noch zu bauende) Kraftwerke, verbrauchsseitige Massnahmen (Lastreduktion) sowie Importe teilnehmen. Bevor die Ressourcen zur Auktion zugelassen werden, wird ihre Verfügbarkeit (im Sommer und Winter) im Rahmen eines Präqualifikationsverfahrens festgestellt. Das vom Systemdienstleister organisierte Auktionsverfahren entspricht dem Modell der Descending-Clock-Auction. Der Auktionator beginnt mit einem hohen Gebot (das sich i.d.R. am zweifachen der monatlichen Fixkosten eines modernen Gaskraftwerks orientiert) und senkt dieses kontinuierlich ab. Die Anbieter signalisieren in den jeweiligen Auktionsrunden, wie viele Kapazitäten sie bei dem entsprechenden Preis anbieten würden. Das Verfahren endet, sobald die angebotenen Kapazitäten dem festgelegten Bedarf entsprechen. Für die Periode 2013/2014 wurden beispielsweise 32127 MW auktioniert (darunter 1490 MW Neuanlagen), der Kapazitätspreis stellte sich bei 2,95 \$/kW pro Monat ein. Zusätzlich finden kurzfristige Auktionen statt, bei denen die Kapazitätsverpflichtungen von den Marktteilnehmern noch einmal gehandelt werden können, um etwaige Anpassungen ihres Bedarfs auszugleichen (Reconfiguration Auctions). Bestehenden Anlagen müssen sich für ein Jahr verpflichten, bei neuen Anlagen können dagegen bis zu fünf Jahre vorgesehen werden.

Die tatsächlich geleisteten Kapazitätszahlungen werden durch zwei Faktoren reduziert. Einerseits können Abzüge vorgenommen werden, falls die verpflichteten Anlagen während Knappheitsperioden nicht verfügbar sind (Availability Penalties). Andererseits werden die Kapazitätszahlungen – in Anlehnung an das Modell der Verfügbarkeitsoptionen – reduziert, sobald der Marktpreis einen Strike Price überschreitet (Peak Energy Rent Adjustment). Dieser Strike Price orientiert sich an den Kosten der teuersten Ressource im System. Ende 2010 wurde dieser aufgrund von Änderungen bei der Berechnung auf ein Niveau von 425 \$/MWh angehoben, zuvor lag er bei 116 \$/MWh. Für 2011 beliefen sich die durchschnittlichen Grosshandelspreise pro MWh auf rund 48\$, die Kosten für die Kapazität addierten sich auf 1,35 Mrd. \$, oder rund 10 \$/MWh (ISO New England 2012). Insgesamt wird die Performance durch den Systemoperator positiv beurteilt. Seit Beginn des Auktionssystems im Jahr 2010 wurden im Markt ausreichend neue Kapazitäten geschaffen. Die Kosten des Mechanismus blieben eher unter den Erwartungen. Dazu trug nicht zuletzt der wettbewerbliche Effekt durch Importe und nachfrageseitige Massnah-

men bei, deren Kosten und Angebote tendenziell unter den geschätzten Kosten im Zusammenhang mit neu in den Markt eintretenden Anlagen lagen. Daneben wurden aber auch neue Kraftwerke gebaut, deren Markteintrittskosten offensichtlich über dem Auktionspreis lagen. Dies hängt damit zusammen, dass Kraftwerke zum Teil gleichzeitig von öffentlichen Fördermitteln profitierten (ISO New England 2012).

4.7_Beurteilung und Entwicklung von Kapazitätsmechanismen in Europa

Die relativ hohe Transparenz, die einfachen Strukturen und die geringen politischen Verzerrungen machen den Energy-only-Markt mindestens theoretisch zu einem bevorzugten Marktmodell. Sollte dieses – aufgrund politischer Verzerrungen wie Preisregulierungen und Subventionen für erneuerbare Energien – keine ausreichenden Investitionsanreize mehr vermitteln, können Kapazitätsmechanismen ein mögliches Korrektiv darstellen. Ihre Einführung ist jedoch keinesfalls unproblematisch. Ganz allgemein tendieren sie dazu, die Preisausschläge im Grosshandel zu begrenzen. Damit werden Anreize zur Flexibilisierung des Verbrauchs sowie zum Einsatz von Speichertechnologien geschmälert. Das gilt umso mehr, als Kapazitätsmechanismen häufig gemeinsam mit einer Regulierung der Preise eingeführt werden, damit die Kraftwerksbetreiber nicht zweimal von der Angebotsknappheit profitieren. Die Marktverzerrungen nehmen zu, wenn die Mechanismen selektiv ausgestaltet werden. Das gilt vor allem bei den administrativen Kapazitätzahlungen sowie der strategische Reserve. Eine selektive Förderung wird häufig im Zusammenhang mit der Energiewende diskutiert. Da die subventionierten Energien konventionelle Bestandeanlagen aus dem Markt drängen, sollen diese über einen Kapazitätsmechanismus als Back-up-Technologie gefördert werden. Doch eine selektive Förderung von Alt- oder Neuanlagen schafft längerfristige Probleme: Kraftwerke werden zu kurz oder zu lang in Betrieb gehalten. Zeichnet sich das eine oder andere ab, muss der Regulator erneut steuernd eingreifen. Nun entscheidet er anstelle des Marktes über die Investitionen. Ausserdem besteht eine erhöhte Gefahr, dass die Marktakteure über den politischen Prozess die Kapazitätsförderung gezielt zu ihren Gunsten beeinflussen – etwa über die Festlegung der Höhe von Zuschüssen oder die Auswahl der Anlagen.

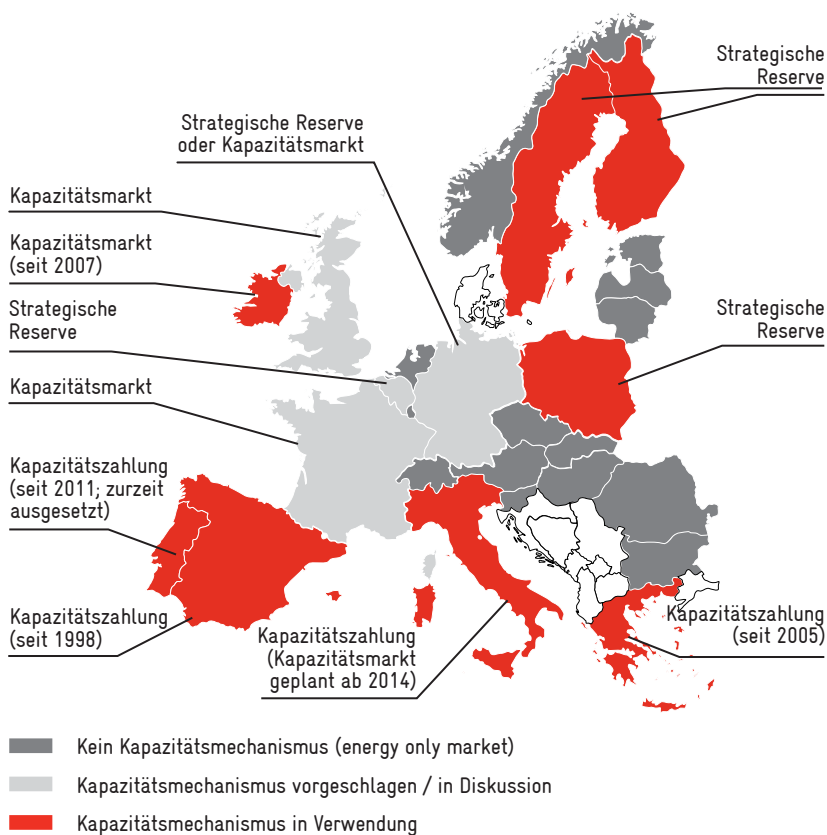
Die dargestellten Verzerrungen lassen sich durch die Einführung eines mengenbasierten Mechanismus reduzieren. In ihrer theoretischen Ausgestaltung weisen Kapazitätsverpflichtungen mit Verfügbarkeitsoptionen gegenüber den anderen Mechanismen erhebliche Vorteile auf. Erstens entsteht der Preis der Kapazität auf Basis eines marktlichen Verfahrens – auf die selektive Begünstigung von Kapazitäten wird dabei üblicherweise verzichtet. Zweitens werden die Preissignale im Grosshandel nicht verzerrt. Drittens kann der Ansatz relativ einfach ohne Preisregulierung

Marktverzerrungen entstehen nicht zuletzt durch die selektive Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen. Das gilt vor allem bei den administrativen Kapazitätzahlungen sowie der strategische Reserve.

Abbildung 11

Entwicklungen in Europa – eine Übersicht

In zahlreichen europäischen Ländern sind Kapazitätsmechanismen bereits implementiert oder werden diskutiert.



Quelle: Avenir Suisse auf Basis von Boltz 2013 und ACER 2013

angewandt werden, da er über das Optionsmodell das Problem der Marktmacht adressiert. Dennoch ist der Eingriff in den Markt bedeutend. Einerseits muss eine zentrale Instanz die Kraftwerkskapazitäten quasi administrativ festlegen. Dieses Vorgehen kann man allerdings damit begründen, dass die Systemstabilität im Strommarkt zu einem gewissen Grad ein öffentliches Gut darstellt (Kapitel 3). Andererseits ist die Implementierung administrativ aufwändig.

Die Mehrzahl der europäischen Länder funktioniert heute nach dem Prinzip eines Energy-only-Marktes, allerdings ergänzt um einen Regelleistungsmarkt. Kapazitätsmechanismen auf Basis einer strategischen Reserve, Kapazitätszahlungen oder gar Kapazitätsmärkte existieren bisher nur vereinzelt (Abbildung 11). Daneben wird in einigen Ländern – darunter Deutschland und Frankreich – die Einführung solcher Mechanismen diskutiert oder explizit geplant. Ein Blick auf die Landkarte illustriert, dass sich die Ansätze tendenziell in Richtung der vorteilhafteren, mengenbasierten Instrumente bewegen, also Kapazitätsmärkte. In Deutsch-

land hat sich noch keine einheitliche Position herauskristallisiert – diskutiert werden alle Modelle. Im europäischen Kontext existieren bisher weder ein einheitliches Konzept noch zwingende zentrale Vorgaben. Allerdings ist zu erwarten, dass die EU-Kommission im Hinblick auf die vollständige Umsetzung des Elektrizitätsbinnenmarktes bis 2014 gewisse Regeln schaffen wird. Solche könnten beispielsweise den grenzüberschreitenden Wettbewerb bei Kapazitätsmärkten regeln.

5_ Strategien für die Schweiz

Die gesamte Kraftwerksleistung in der Schweiz betrug Ende 2011 rund 18 100 MW²⁸. Diese Kapazitäten standen einer Höchstlast (Nachfrage) von 10 161 MW²⁹ (21. Dezember um 18.00 Uhr) entgegen (ENTSO-E 2012). Trotz der auf den ersten Blick komfortablen Kraftwerksreserven war das Land aber 2011 während 7 Monaten Netto-Importeur von Strom (BFE 2012b). Über das ganze Jahr führte die Schweiz 83 TWh ein und exportierte 81 TWh, während der inländische Verbrauch 59 TWh betrug. Vor allem während der Wintermonate – wenn die Produktion mit Wasserkraft geringer ist – tragen Importe wesentlich zur Versorgungssicherheit bei. Daneben ist die Schweiz ein Transitland mit grossen Nord-Süd-Stromtransporten (Abbildung 3). Importe und Exporte entstehen zudem im Zusammenhang mit der «Stromveredelung» durch Pumpspeicherwerke. Heute sind rund 1700 MW Pumpleistung in Betrieb, wobei ein Teil davon im Rahmen der saisonalen Umlage eingesetzt wird. Rund 2000 MW sind im Bau, etwa 2000 MW in Planung. Die Pumpspeicherprojekte fokussieren vor allem auf die kurzfristige Stromveredelung. Die enorme Bedeutung des Handels hängt mit den verhältnismässig grossen Transportkapazitäten im Netz zusammen. An der Nordgrenze (Frankreich, Deutschland, Österreich) verfügt die Schweiz während der Wintermonate über Import- und Exportkapazitäten von je über 5000 MW, im Süden über 1800 MW bzw. 4000 MW.³⁰ Der internationale Handel bestimmt daher wesentlich die Strompreisbildung im Grosshandel. Wegen der Kleinheit der Schweiz übernimmt sie üblicherweise das Preisniveau der Nachbarn. Während der Wintermonate sind dies die italienischen Preise, im Sommer jene Deutschlands oder Frankreichs (Abbildung 2).

Wegen der Kleinheit des Marktes sowie den grossen grenzüberschreitenden Netzkapazitäten übernimmt die Schweiz üblicherweise das Preisniveau ihrer Nachbarn.

28 Sog. Net Generating Capacity. Dabei handelt es sich um die Netto-Produktionsleistung, die ein Kraftwerk unter «normalen» Bedingungen erreicht. Im Falle von Wasser- und Windkraftwerken handelt es sich um die Leistung bei üblicher maximaler Verfügbarkeit der Primärenergie, also optimale Wasser- oder Windbedingungen (ENTSO-E 2012).

29 Basierend auf ENTSO-E-Statistik zu «Highest load on 3rd Wednesday in each country»

30 Dabei handelt es sich um NTC-Jahresmittelwerte. Kurzfristig können diese signifikant davon abweichen (Jahresmittelwerte siehe http://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/congestion_management/ntc_values/annually_ntc_value.html, 26.02.2013).

5.1_Vorerst kein Mangel an Kraftwerkskapazitäten

Die Zahlen deuten an, dass der Schweizer Kraftwerkspark über ausreichende Produktionskapazitäten verfügt. Dies zeigt auch ein Blick auf die effektive Kraftwerksverfügbarkeit und den Landesverbrauch im Jahresverlauf 2010 und 2011 (Abbildung 11). Zwar sinkt während der verbrauchsstarken Wintermonate die Verfügbarkeit von Laufwasserkraftwerken, doch verblieben auch in den kritischen Monaten November bis Februar relativ komfortable Kraftwerksreserven. Mindestens kurzfristig kann der Kraftwerkspark – unter normalen Bedingungen – Nachfragespitzen oder fehlende Importmöglichkeiten ausgleichen. Das gilt auch, wenn die kleineren Kernkraftwerke Beznau I und II sowie Mühleberg vom Netz genommen werden, und wenn man gleichzeitig eine etwas höhere Nachfrage unterstellt. In der Abbildung wurde dazu eine Schätzung des Landesverbrauchs (Last) für 2025 eingefügt. Der Anstieg orientiert sich am durchschnittlichen (für die Wintermonate unterstellten) Verbrauchswachstum in Europa gemäss Szenario B von ENTSO-E (ENTSO-E 2012b und Kapitel 3.4). Trotz der auf den ersten Blick ausreichenden Produktionskapazität werden die Importe zunehmen, denn die Speicherwerke können aufgrund ihres beschränkten Speicherinhalts (sowie der im Winter geringeren natürlichen Zuflüsse) nicht dauerhaft betrieben werden. Etwas höhere Importe stellen keine grundlegende Bedrohung für die Systemstabilität in der Schweiz dar. Allerdings resultieren tendenziell höhere Preise, denn die Schweiz würde während zusätzlicher Monate das höhere italienische Preisniveau übernehmen (Meister 2008 und 2010 und Abbildung 2). Ob dieser Preiseffekt längerfristig besteht, ist unsicher. Denkbar ist auch eine stärkere Konvergenz der Nord-Süd-Preise aufgrund zusätzlicher Übertragungsleitungen, einer Angleichung der Strukturen im Kraftwerkspark, einer stärkeren Konvergenz der Gaspreise im Grosshandel sowie Anpassungen bei der Förderung erneuerbarer Energien. |³¹

Die Wahrscheinlichkeit kritischer Versorgungssituationen nimmt signifikant zu, wenn auch die Kernkraftwerke Gösgen und Leibstadt (vorzeitig) vom Netz genommen werden. Werden sie nicht durch konventionelle Kraftwerke ersetzt, steigt der Importbedarf sprunghaft an. Mindestens theoretisch lässt das Übertragungsnetz eine Beschaffung im Ausland zu. Doch nehmen nun aufgrund der Grössenordnung der nötigen Importe die Versorgungsrisiken im Zusammenhang mit allfälligen Störungen im internationalen Netz zu (Meister 2010). Auch stellt sich die Frage, ob in den Nachbarländern längerfristig ausreichende Produktionskapazitäten für den Export zur Verfügung stehen. Kritische Situationen könnten vor allem entstehen, wenn eine besonders hohe Nachfrage

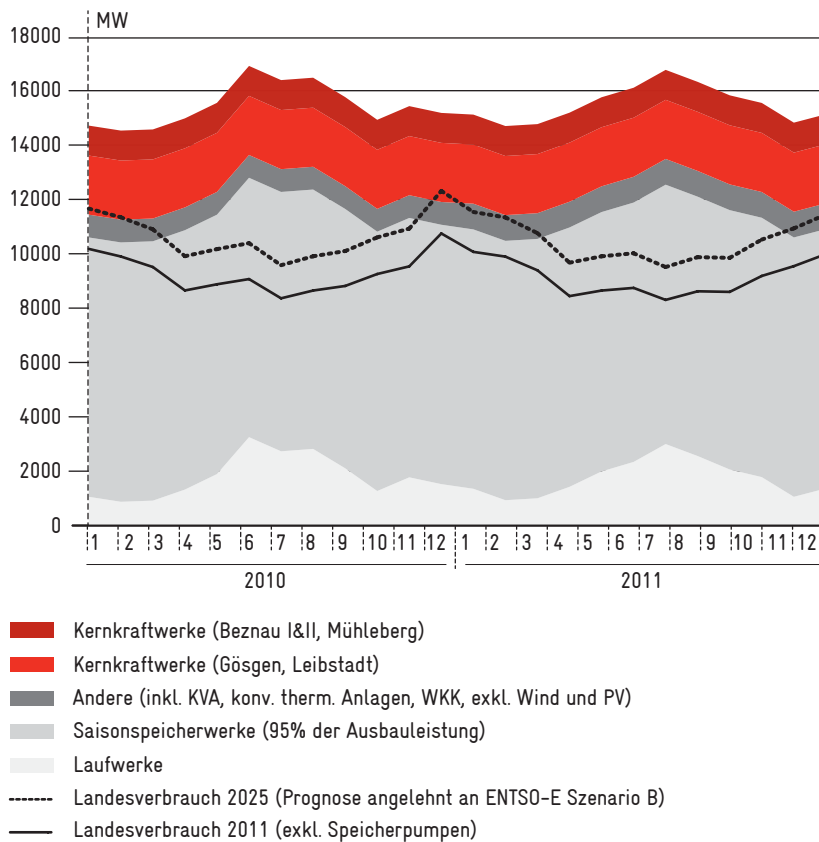
Etwas höhere Importe stellen keine grundlegende Bedrohung für die Systemstabilität in der Schweiz dar.

³¹ Bisher sind italienische Produzenten sowie Importeure dazu angehalten, einen bestimmten Anteil des Stroms aus erneuerbaren Energien zu erzeugen. Dieser Anteil kann durch eigene Produktion oder den Kauf von sogenannten «grünen Zertifikaten» gedeckt werden. Die Kosten dafür schlagen sich in einem höheren Grosshandelspreis nieder.

Abbildung 12

Verfügbare Leistung und Landesverbrauch in der Schweiz im Jahresverlauf 2010 und 2011 (jeweils am 3. Mittwoch des Monats)³²

Die Schweiz verfügt mittelfristig über ausreichende (Reserve-)Kapazitäten bei der Stromproduktion. Eine frühzeitige Ausserbetriebnahme der jüngeren Kernkraftwerke könnte hingegen zu kritischen Versorgungssituationen in den Wintermonaten führen.



Quelle: Avenir Suisse auf Basis BFE 2011 und 2012b

auf einen geringen Output der erneuerbaren Energien trifft – beispielsweise bei lang anhaltenden windschwachen Perioden und ausgeprägter Kälte. In diesem Fall könnten sowohl Deutschland als auch Frankreich zum Importeur werden. Weil im Winter die Verfügbarkeit der Wasserkraft (und der Speichereinhalte) beschränkt ist, könnte sich die Schweiz bestenfalls kurzzeitig selber versorgen. Das gilt vor allem während der späten Wintermonate, wenn das verbleibende Speichervolumen gering ist. Sollte die Situation mehrere Wochen anhalten, drohen Versorgungsprobleme. Diese würden durch den Ausbau erneuerbarer Energien im Inland kaum kompensiert. Einerseits ist es wahrscheinlich, dass die Produktion von Wind mit jener in Deutschland korreliert. Andererseits ist der Output von PV im Winter generell reduziert und während den Abendstunden nicht verfügbar.

³² Saisonspeicherwerke 95% der Ausbauleistung, Laufwerke aufgrund der Zuflüsse, Tagesmittel.

Im schweizerischen Produktionsmix dominieren Wasser- und Kernkraft. Bei beiden Technologien werden die Produktionskosten in erster Linie durch die (fixen) Investitionskosten bestimmt. Am Markt bestimmen daher Wasser- und Kernkraftwerke selten oder gar nie den Preis. Sie agieren als «Preisnehmer» (Abbildung 1). Ihre Wirtschaftlichkeit wird einerseits durch den Marktpreis – der seinerseits wesentlich durch Gas-, Kohle- und CO₂-Zertifikatspreise bestimmt wird – und andererseits durch die fixen Kapitalkosten bestimmt – die ihrerseits vor allem von den Investitionskosten pro kW (Overnight Cost), dem Zeitbedarf für den Bau, der Lebensdauer der Anlage und der Kapitalverzinsung abhängen. Vor dem Hintergrund der tiefen Stromgrosshandelspreise im europäischen Kontext ist die potenzielle Wirtschaftlichkeit von neuen Grosswasserkraftwerken sowie Kernkraftwerken grundsätzlich in Frage gestellt. Das kann beispielhaft am aktuell in Bau stehenden Wasserkraftwerk Chlus in Graubünden illustriert werden. Die Investitionskosten des Projektes belaufen sich auf rund 350 Mio. CHF, oder umgerechnet rund 4700 €/kW (Kurs 1/1,22). Vorgesehen ist, dass die Anlage bei einer Leistung von 61 MW jährlich rund 214 000 MWh produziert. Die Bauzeit beträgt voraussichtlich vier Jahre.³³ Zur Kostenbestimmung kann man eine Betriebszeit von 65 Jahren sowie eine durchschnittliche Verzinsung von Fremd- und Eigenkapital von 6,09%³⁴ unterstellen. Betriebskosten werden in der – vereinfachten – Investitionsrechnung vernachlässigt. Um in dieser Investitionsrechnung einen positiven Barwert (Net Present Value) zu erhalten, müsste man einen Ertrag pro produzierter MWh von rund 90 € erzielen. 2012 lagen die durchschnittlichen Grundlastpreise am Spotmarkt für die Schweiz aber bei nur rund 50 €/MWh.

Auch die Wirtschaftlichkeit von neuen Kernkraftwerken – falls sie politischen Support erhalten würden – wäre alles andere als sicher. In einer beispielhaften Rechnung werden die Investitionskosten des EPR-Projekts von Areva im französischen Flamanville von 4721,5 €/kW unterstellt (Hiesl 2013). Weitere kostenrelevante Parameter werden vereinfachend gemäss den Referenzwerten einer Studie von Prognos/Bundesamt für Energie zu den Kosten von neuen Kernkraftwerken unterstellt.³⁵ Wiederum gilt eine Kapitalverzinsung von

33 <http://www.repower.com/ch/medien/medienmitteilungen/wasserkraftwerkprojekt-chlus-konkretisiert-neue-l-729/> (25.02.2013)

34 Dies entspricht der vom Regulator ElCom für die Jahre 2009 und 2010 unterstellten durchschnittlichen Kapitalverzinsung (Weighted Average Cost of Capital, WACC) im Rahmen der faktischen Tarifregulierung in der Grundversorgung. Für die späteren Jahre hat die Elcom zum Zeitpunkt der Erstellung dieser Studie noch keine definitiven Werte verfügt – doch dürften sie etwas tiefer liegen. Der Zinssatz kann bei der Berechnung der Kraftwerkskosten als untere Schätzung angenommen werden, da er von einem sicheren (weil regulierten) Ertrag ausgeht. Kraftwerksprojekte im freien Markt müssten zudem die Risiken des Marktes berücksichtigen.

35 Dazu gehören eine Bauzeit von 5 Jahren, eine Betriebszeit von 60 Jahren, 7600 Volllaststunden, Brennstoffkosten von 16 CHF/MWh (vollständiger Brennstoffzyklus), fixe jährliche Betriebskosten von 165 CHF/kW sowie Stilllegungskosten von 750 CHF/kW (berechnet zu Preisen von 2009) (Ess et al. 2011).

6,09%, die Investitionskosten werden über die Bauzeit gleich verteilt. Die so berechneten durchschnittlichen Kosten belaufen sich auf umgerechnet 75 €/MWh. Wichtig sind nun die Sensitivitäten: Unterstellt man eine etwas höhere Kapitalverzinsung von 8%, steigen die Kosten auf etwa 90 €/MWh. Nimmt man gleichzeitig eine längere Bauzeit von 9 Jahren an (was für das Projekt in Flamanville wahrscheinlich ist), steigen die Kosten gar auf etwa 100 €/MWh. Natürlich ist es umgekehrt nicht ausgeschlossen, dass über einen derart langen Zeitraum die Preise im Stromgrosshandel (z.B. wegen höherer Gas- und CO₂-Zertifikatspreise) steigen und höhere Kosten in Bezug auf Betrieb und Brennstoff mehr als wett machen. Auch könnten die Investitionskosten aufgrund gesammelter Erfahrungen künftig sinken. Aus diesem Grund sind die dargestellten Berechnungen kein eindeutiger Hinweis auf die Unwirtschaftlichkeit solcher Projekte, doch illustrieren sie die hohen Risiken für die Investoren – übrigens selbst unter vollständiger Ausklammerung des Merit-Order-Effekts.

Dies gilt auch bei neuen Pumpspeicherwerken. Doch ihre Wirtschaftlichkeit bemisst sich weniger an der absoluten Höhe der Marktpreise, sondern hat vor allem mit den kurzfristigen Preisvolatilitäten sowie den Preisunterschieden zwischen Grund- und Spitzenlast zu tun. Die Einspeisung von fluktuierender Energie bewirkt auf den ersten Blick eine höhere Preisvolatilität. Umgekehrt unterminiert die wachsende Relevanz der PV das bisher relativ sichere Geschäft mit den Tag-Nacht-Unterschieden. Ein ähnlicher Effekt ist zu erwarten, wenn der Kraftwerkspark vermehrt auf Gas basiert, so dass (effiziente) Gaskraftwerke immer häufiger sowohl in der Grund- als auch in der Spitzenlast die Preise bestimmen. Tatsächlich nahmen in der Schweiz und in Deutschland diese Preisunterschiede in den vergangenen Jahren eher ab. Das Geschäftsmodell der Pumpspeicherwerke ist daher vermehrt auf den Einfluss der fluktuierenden Windenergie angewiesen. Dabei besteht das Risiko, dass starke oder schwache Windperioden über Tage oder gar Wochen anhalten, so dass Pumpspeicherwerke mit begrenztem Speichervolumen tendenziell eine zu geringe Auslastung aufweisen würden. Sollte in Europa die PV weiter gefördert werden, könnten Pumpspeicherwerke längerfristig womöglich von einer Tag-Nacht-Preisdifferenz mit veränderten Vorzeichen profitieren. Als besonderes Risiko könnten sich umgekehrt Kapazitätsmärkte und Preisregulierungen im europäischen Kontext erweisen, denn sie reduzieren die Preisvolatilität im Markt.

Das Szenario einer vorzeitigen Abschaltung von Gösgen und Leibstadt ist jedoch – mindestens aus heutiger Sicht – nicht sehr wahrscheinlich. Unterstellt man eine Lebensdauer von 60 Jahren, gehen sie erst 2039 bzw. 2044 vom Netz. Aus der obigen Analyse lässt sich daher auf absehbare Zeit kein zwingender Bedarf für einen schweizerischen Kapazitätsmechanismus ableiten. Bis 2025 dürften die Produktionskapazitäten – in normalen Situationen – ausreichend sein, um eine hohe Systemstabilität zu garantieren. Die Versorgungssicherheit basiert dann in erster Linie

auf den noch zu Zeiten des Monopols getätigten Kraftwerksinvestitionen. Da es sich vor allem um Wasser- und Kernkraftwerke mit hohen Fixkosten und geringen variablen Kosten handelt, ist unwahrscheinlich, dass sie aus wirtschaftlichen Gründen frühzeitig vom Netz genommen werden. Es braucht daher keinen Mechanismus, der explizite Anreize für eine Verlängerung der Betriebsdauer setzt.

Ebenso unwahrscheinlich ist, dass der vom Bundesrat in den Energieszenarien skizzierte Ausbau neuer Gaskraftwerke im vorgesehenen Ausmass tatsächlich stattfindet. Vorerst jedenfalls geben die Preise im Grosshandel keine entsprechenden Investitionsanreize. Ähnliches gilt für den Bau von Grosswasser- oder Kernkraftwerken der dritten Generation (Box 8). Ob längerfristig neue konventionelle Kraftwerke in der Schweiz ans Netz gehen, hängt von den Marktentwicklungen in Europa ab und ist sehr unsicher. Ein Szenario mit anhaltend tiefen Grosshandelspreisen ist nicht unrealistisch. Dazu beitragen könnten eine längere Wachstumsschwäche in Europa sowie eine Klimapolitik, die weniger auf die Besteuerung von CO₂-Emissionen (via CO₂-Zertifikate), sondern auf einen subventionierten Ausbau der erneuerbaren Energien setzt. Daneben könnte der Boom bei den unkonventionellen Ressourcen auch in Europa die Gaspreise nachhaltig senken und die Attraktivität von Investitionen in Wasser- oder auch Kernkraftwerke neuerer Generationen schmälern. Schliesslich könnte die Einführung von Kapazitätsmärkten in den Nachbarländern die Rentabilität von Kraftwerken und die Investitionsanreize in der Schweiz verändern.

Es ist unwahrscheinlich, dass der vom Bundesrat in den Energieszenarien skizzierte Ausbau neuer Gaskraftwerke im vorgesehenen Ausmass tatsächlich stattfindet.

5.2. Europäische Kapazitätsmärkte als potenzielles Risiko für die Schweiz

Es ist wahrscheinlich, dass bereits in den nächsten Jahren die Nachbarländer in der einen oder anderen Form Kapazitätsmechanismen zur Stabilisierung von Investitionsanreizen in konventionelle Kraftwerke einführen (Abbildung 10). Vor dem Hintergrund der schwindenden Kraftwerksreserven im obigen Szenario A könnten in Deutschland und Frankreich bereits vor 2025 Anpassungen des Marktdesigns erfolgen. Von diesen Entwicklungen wäre der schweizerische Markt direkt betroffen. Wird in den Nachbarländern ein (möglicherweise koordinierter) Kapazitätsmechanismus eingeführt wird, decken danach die ausländischen Kraftwerke einen Teil ihrer (Fix-)Kosten über die Erträge aus dem Kapazitätsmechanismus. Die Kombination der zusätzlichen Abgeltungen und Investitionsanreize für konventionelle Anlagen mit der anhaltenden Subventionierung erneuerbarer Energien führt dazu, dass die durchschnittlichen Preise an den internationalen Spotmärkten sinken. Gleichzeitig nimmt die Wahrscheinlichkeit von hohen Preisausschlägen im Sinne von Knappheitspreisen ab. Das gilt noch stärker, wenn die Einführung von Kapazitätsmärkten mit einer expliziten Preisregulierung einhergeht. Da die Schweiz im Grosshandel das tiefere Preisniveau der Nachbarländer

übernimmt, profitieren auch die inländischen Verbraucher. Auf den ersten Blick resultieren zudem positive Effekte für die Versorgungssicherheit. Sind die Kapazitätsmechanismen grosszügig bemessen, nimmt das Exportpotenzial der Nachbarländer zu. Damit verbunden sind jedoch Unsicherheiten. So ist es möglich, dass die zentral bestimmten Kapazitätsanforderungen genau die Nachfragespitzen respektive die Produktionsminima der erneuerbaren Energien adressieren, wodurch das Exportpotenzial beschränkt wird. Ausserdem entstehen Nachteile für Schweizer Stromproduzenten. Sie sind tieferen Grosshandelspreisen und geringeren Erträgen ausgesetzt (Box 8). Ein Alleingang der Schweiz ohne Kapazitätsmechanismus könnte daher in der längeren Frist die Versorgungssicherheit in der Schweiz in Frage stellen. Einerseits beeinträchtigen ausländische Kapazitätsmärkte aufgrund der preislichen Effekte die Anreize, in neue Kraftwerke im Inland zu investieren. Andererseits wären Schweizer Kraftwerksbetreiber daran interessiert, ebenfalls an den benachbarten Kapazitätsmärkten zu partizipieren. Mindestens theoretisch ist es denkbar, dass ihnen ein solcher Marktzugang gewährt wird.³⁶ Ob dies ohne ein bilaterales Energieabkommen Schweiz-EU möglich ist, ist jedoch fraglich. Sollten aber schweizerische Kraftwerke an ausländischen Kapazitätsmärkten teilnehmen, würden sie vermutlich verpflichtet, ihre Verfügbarkeit an den Knappheitssituationen im Ausland auszurichten. Besonders kritisch wäre das im Zusammenhang mit der Speicherbewirtschaftung.

Ein Alleingang der Schweiz ohne Kapazitätsmechanismus könnte daher in der längeren Frist die Versorgungssicherheit im Inland in Frage stellen.

5.3_Beschränkter Nutzen eines (unilateralen) Kapazitätsmechanismus für die Schweiz

Denkbar ist umgekehrt, dass die Schweiz einen Mechanismus zur Förderung von Investitionen installiert, während die Nachbarstaaten (noch) auf solche verzichten. Diese Situation könnte entstehen, wenn die Politik wachsenden Stromimporten generell kritisch gegenübersteht und eine rasche Förderung der inländischen konventionellen Stromproduktion verlangt. Die in Kapitel 4 dargestellten Mechanismen lassen sich auch in der Schweiz anwenden, doch ist in der Praxis ihre Effektivität aufgrund der ausserordentlich grossen Bedeutung des grenzüberschreitenden Handels beschränkt

Operative Reserve: Handel beschränkt Effektivität

Aufgrund der Orientierung an bestehenden Strukturen im Energy-only-Markt weist das Modell für den kleinen Schweizer Strommarkt Vorteile auf. Gegen eine Anwendung sprechen hingegen die fehlenden internationalen Erfahrungen. Das theoretisch gebliebene Modell wurde ausserdem für eine ganz andere Marktstruktur (sog. Poolmodell) entwickelt.

³⁶ Unter Berücksichtigung allfälliger Beschränkungen im Zusammenhang mit den saisonal unterschiedlich knappen Kapazitäten im grenzüberschreitenden Übertragungsnetz (NTC).

Zudem ist im schweizerischen Kontext die Effektivität der Beeinflussung der Spotmarktpreise beschränkt. Während den Sommermonaten müsste die zusätzliche Reservenachfrage ausserordentlich gross (und damit entsprechend kostspielig) sein, damit die Preise signifikant beeinflusst werden. Erst wenn zusätzlich nötige Importe zu einem Netzengpass im Norden führen, steigt auch das Preisniveau in der Schweiz – womöglich sogar auf das deutlich höhere italienische Niveau. Dieses würde im Winter umgekehrt zu einer Art Preisbegrenzung führen und den Effekt der operativen Reserve unterminieren. Die Effektivität der Preisbeeinflussung nimmt zusätzlich ab, wenn die Preise im Norden und Süden längerfristig konvergieren. In diesem Fall übernimmt die Schweiz ständig das ausländische Preisniveau, ein Abweichen wäre aufgrund der grossen Handelskapazitäten im Netz unwahrscheinlich.

Die Effektivität der Preisbeeinflussung durch die Beschaffung der operativen Reserve nimmt zusätzlich ab, wenn die Preise im Norden und Süden längerfristig konvergieren.

Strategische Reserve: Kosten für Verbraucher, wenig Nutzen

Auch dieses Instrument lässt sich aufgrund der Nähe zum Energy-only-Markt mit relativ geringem administrativem Aufwand implementieren. Swissgrid wird – in Anlehnung an die Regelleistungsbeschaffung – damit beauftragt, zusätzliche Kraftwerkskapazitäten im Rahmen eines Auktionsverfahrens zu kontrahieren. Schwierig ist dagegen die Definition eines sinnvollen Auslösungspreises, bei dem die Kapazitäten in den Markt gegeben werden. Der schweizerische Grosshandel gibt dazu kaum adäquate Knappheitssignale, da er üblicherweise die Preise der Nachbarländer übernimmt (Abbildung 2). Hohe Preise in Europa müssen nicht unbedingt eine kritische Versorgungssituation in der Schweiz anzeigen. Ausserdem beeinflusst das Kraftwerksangebot von Swissgrid den Markt nur marginal. Aufgrund der hohen Bedeutung des internationalen Handels resultiert kaum ein relevanter preissenkender Effekt: Schweizer Verbraucher zahlen die Kosten der strategischen Reserve, doch profitieren sie umgekehrt nicht von der Verhinderung hoher Knappheitspreise. Denn allfällige im europäischen Kontext entstehende Knappheitspreise übertragen sich auch auf die Schweiz.

Administrative Kapazitätzahlungen: Gefahr von Marktverzerrungen

Administrative Kapazitätzahlungen können in einer einfachen Ausführung als jährliches fixes Entgelt an inländische Kraftwerke ausgerichtet werden. Damit sind jedoch keine Anreize verbunden, während kritischer Situationen den Strom tatsächlich anzubieten. In der Schweiz, wo die Bedeutung der (Saison-)Speicherwerke ausserordentlich hoch ist, wären zusätzliche Mechanismen nötig, um deren Verfügbarkeit während Knappheitssituationen sicherzustellen. Eine derartige Modifikation des Instruments führt nicht nur zu höheren administrativen Aufwendungen, sondern auch zur Gefahr von Marktverzerrungen (Box 5). Solche Verzerrungen resultieren ausserdem von der verbreiteten Anwendung eines selektiven Ansatzes. Im Falle der Schweiz könnte es sich anbieten, lediglich neue

Kraftwerke zu begünstigen, da bei den (fixkostenintensiven) Wasserkraftwerken kaum vorzeitige Abschaltungen drohen. Damit aber werden Sanierungen und Kapazitätserweiterungen bei den Wasserkraftwerken benachteiligt. Der Umfang der administrativen Kapazitätzahlungen müsste stetig auf neue Investitionskategorien ausgedehnt werden. Längerfristig würde ein Regulator anstelle des Marktes die Investitionsentscheidungen treffen. Ebenso kritisch sind Ansätze zur selektiven Förderung bestimmter Kraftwerkstypen, etwa von Pumpspeicherwerken. Diese werden im Rahmen der Energiewende häufig als besonders «wertvoll» angesehen. Allerdings gibt es keinen Grund, Speicher gegenüber flexiblen Spitzenlastkraftwerken zu bevorzugen, schliesslich können auch sie fluktuierende Energien ausgleichen.³⁷ Zudem eignen sich aus ökonomischer Sicht (fossile) Kraftwerke mit tiefen Fixkosten eher als Back-up-Technologie, wenn sie relativ selten zum Einsatz kommen (Box 3). Generell besteht die Gefahr, dass Kapazitätzahlungen als blosses Subventionsinstrument missbraucht werden (Box 9). Das gilt auch in der Schweiz, wo zwischen der mehrheitlich staatlichen Strombranche und der Politik enge Verbindungen bestehen.

Ansätze zur selektiven Förderung bestimmter Kraftwerkstypen, wie etwa Pumpspeicherwerke, sind kritisch, da sie den Markt verzerren.

Kapazitätsverpflichtungen: Aufwändig, internationale Ausrichtung nötig

Über das Instrument der Kapazitätsverpflichtung werden Schweizer Versorger angewiesen, ausreichende Produktionsmittel vorzuhalten oder bei Dritten einzukaufen. Besondere Vorteile des Ansatzes sind die Technologieneutralität, die Möglichkeit zur Integration verbrauchsseitiger Massnahmen, die marktliche Organisation sowie die relativ breiten Erfahrungen in den USA. Doch auch dieses Instrument lässt sich im Kontext eines kleinen offenen Strommarktes nur beschränkt effektiv einsetzen. Die zusätzlich geschaffenen inländischen Kraftwerkskapazitäten haben – wie bei der strategischen Reserve – nur einen marginalen Effekt auf die Preise im Spotmarkt. Das ist besonders kritisch, wenn im Ausland gleichzeitig keine Kapazitätsmärkte installiert wurden. Denn nun profitieren die inländischen Produzenten gleich doppelt: Von den Kapazitätzahlungen im Inland und allfälligen Knappheitspreisen im Ausland. Das Problem besteht auch deshalb, weil im kleinen offenen Schweizer Strommarkt keine (sinnvolle) Preisregulierung im Grosshandel möglich ist – zu gross wären die Verzerrungen im Zusammenhang mit dem internationalen

37 Pumpspeicherwerke verfügen jedoch aufgrund ihrer hohen Flexibilität und der besseren Möglichkeit, negative (Regel-)Leistung anzubieten, über technische und damit wettbewerbliche Vorteile. Kann aber die von der fluktuierenden Energie verursachte Preisvolatilität keine ausreichenden Investitionsanreize vermitteln, ist auch der Nutzen von Pumpspeicherwerken fraglich. Eine zusätzliche Förderung liesse sich ggf. mit externen Effekten rechtfertigen, beispielsweise aufgrund der Verringerung von Price-Spreads. Davon profitieren Käufer, die weniger hohe Preise zahlen müssen und Verkäufer, die ihren Strom zu weniger tiefen Preisen verkaufen müssen (Erdmann und Ehler 2012). Inwiefern dies eine Subventionierung rechtfertigt, ist jedoch fraglich. Schliesslich können die genannten Effekte auch negativ sein – beispielsweise können Produzenten weniger häufig von Knappheitspreisen profitieren.

Handel. Allerdings können die Kapazitätsverpflichtungen mit Verfügbarkeitsoptionen ergänzt werden, wodurch inländische Verbraucher gegen Preisspitzen abgesichert werden, während die Preise im Spotmarkt unbeeinträchtigt bleiben.

Das Modell der Kapazitätsverpflichtungen mit Verfügbarkeitsoptionen weist mindestens theoretisch wesentliche Vorteile gegenüber den anderen Ansätzen auf. Allerdings dürfte die isolierte Einführung eines solchen Modells im kleinen Schweizer Strommarkt aufwändig und ineffizient sein – nicht nur wegen der administrativen Kosten. Während der Schweizer Stromgrosshandel wegen der relativ grossen Grenzkapazitäten im Netz wesentlich durch das Angebot im Ausland beeinflusst wird, weist ein isolierter Kapazitätsmarkt eine zu geringe Liquidität auf. Die Wahrscheinlichkeit ist hoch, dass inländische Anbieter die Preise auf dem Kapazitätsmarkt zu ihren Gunsten beeinflussen. Evidenz für einen Liquiditätsmangel gibt der Markt für Regelleistung, der aus diesen Gründen immer enger mit dem Ausland koordiniert wird (Box 2). Sinnvollerweise muss auch der Kapazitätsmarkt eine Beschaffung im Ausland zulassen (natürlich unter Berücksichtigung allfälliger saisonabhängiger Netzengpässe). Ein weiterer Vorteil der internationalen Ausrichtung liegt darin, dass die Gefahr einer zu grosszügigen und ineffizienten Förderung inländischer Kraftwerkskapazitäten begrenzt wird. Bestehen in den Nachbarländern genügend Kraftwerke für den Export, resultieren entsprechend tiefe Preise auf dem (schweizerischen) Kapazitätsmarkt. Umgekehrt führt ein Kraftwerksmangel in Europa zu höheren Preisen bei der Kapazitätsbeschaffung. Natürlich steigen damit die politischen Hürden für die Einführung eines Kapazitätsmarktes, schliesslich profitieren nicht nur inländische (kantonale) Produzenten, sondern auch ausländische Konkurrenten. Dies ist sinnvoll, da die Wahrscheinlichkeit (zu) grosszügiger und marktverzerrender Subventionen reduziert wird.

Das Modell der Kapazitätsverpflichtungen mit Verfügbarkeitsoptionen weist mindestens theoretisch wesentliche Vorteile gegenüber den anderen Ansätzen auf.

Box 9

Umgang mit Wertverlusten im inländischen Kraftwerkspark

Die Einspeisung subventionierter erneuerbarer Energien in Europa und der damit zusammenhängende Merit-Order-Effekt beeinträchtigt auch die Wirtschaftlichkeit inländischer Kraftwerke. Die Strombranche spricht daher von einer faktischen Enteignung. Betroffen sind sowohl bestehende Anlagen als auch neue Kraftwerksprojekte (Box 8). Mindestens teilweise sind diese Klagen gerechtfertigt, denn viele Kraftwerksinvestitionen wurden im Glauben an knappe Kapazitäten und steigende Preise realisiert. Allerdings war die politische Absicht zur Förderung erneuerbarer Energien in Europa bereits seit längerem bekannt, so dass rationale Investoren die damit zusammenhängenden marktlichen Entwicklungen mindestens ansatzweise vorhersehen konnten. Die Directive on Electricity Production from Renewable Energy Sources trat 2001

in Kraft und setzte für jeden EU-Mitgliedstaat individuelle Ziele für die Energieproduktion aus erneuerbaren Energien. 2009 wurde die Richtlinie erneuert. Stromproduzenten konnten sich – mindestens in grossen Zügen – bereits ab 2001 auf die Veränderungen einstellen. Daneben stellt sich auch die Frage, ob inländische Produzenten aufgrund der durch die Subventionen in Europa ausgelösten Marktverzerrungen einen Anspruch auf irgendeine Form von Kompensation erheben könnten, da ja weder inländische Gesetze noch schweizerische Steuerzahler oder Stromkonsumenten für die Verzerrungen verantwortlich sind. Nach dieser Logik könnten nämlich auch Hersteller von Solarmodulen Entschädigungen fordern, wenn sie durch die subventionierte Konkurrenz aus dem asiatischen Raum konkurriert werden. Umgekehrt haben Schweizer Kern- und Wasserkraftwerke auch von der Einführung der CO₂-Emissionszertifikate in Europa profitiert. Weil die Schweiz im Grosshandel das Preisniveau ihrer Nachbarn übernimmt und dort üblicherweise fossile Kraftwerke die Preise bestimmen, zahlen die Verbraucher in der Schweiz für die Instrumente der europäischen Klimapolitik. Anders ist die Situation, wenn die Marktverzerrung durch eine inländische Subventionierung verursacht wird. Im schweizerischen Kontext allerdings gilt, dass sich die Subventionierung der erneuerbaren Energien im Inland nur marginal auf die Marktpreisbildung auswirkt. Aber die beschriebenen Kapazitätsmechanismen eignen sich ohnehin nicht für die Entschädigung eines durch die Energiewende induzierten Wertverlustes bei konventionellen Kraftwerken. Sie wurden ja nicht als Abgeltung für sogenannte «nicht amortisierbare Investitionen» (NAI) konzipiert, sondern adressieren gezielt das Missing Money Problem und schaffen Anreize für die Bereitstellung ausreichender Produktionsmittel. Besteht etwa ein Kapazitätsüberhang im Markt, sollte – bei adäquater Ausgestaltung des Mechanismus – auch keine Kompensation für neue oder bestehende Kraftwerkskapazitäten resultieren.

Ein grenzüberschreitender Kapazitätsmarkt macht zudem eine gewisse Konvergenz bei den Rahmenbedingungen für den (konventionellen) Kraftwerksbau nötig. Die Kombination der Förderung erneuerbarer Energien mit dem Ausbau von Kapazitätsmärkten begünstigt tendenziell neue Kraftwerke mit tiefen Fixkosten – also eher Gasturbinenkraftwerke als Grosswasserkraftwerke. Dies ist aus ökonomischer wie ökologischer Sicht sinnvoll, da sie wegen ihrer Back-up-Funktion ohnehin relativ wenig zum Einsatz kommen. Werden die Barrieren für solche fossilen Kraftwerke in der Schweiz besonders hoch gesetzt (etwa durch besonders strikte Vorgaben zur CO₂-Kompensation), resultieren kaum Investitionen im Inland. Vielmehr werden die Kapazitäten einseitig im Ausland beschafft. Damit verbunden wären dieselben CO₂-Emissionen, aber ein geringerer Beitrag zur Systemstabilität im Schweizer Netz. Allfällige Kapazitätsmechanismen sollten daher auf keinen Fall CO₂-arme Stromproduktion bevorzugen. Schliesslich weisen Wasser- und Kernkraftwerke üblicherweise hohe

Fixkosten auf und eignen sich darum nur beschränkt als blosse Back-up-Technologie. Gerade für die Wasserkraft bestehen daneben Grenzen für die Teilnahme in einem Kapazitätsmarkt, da ihre gesicherte Verfügbarkeit während der kritischen Wintermonate relativ tief ist.

5.4_Höhere Flexibilität der Nachfrage

Das Missing Money Problem kann auch von der Nachfrageseite her angegangen werden: Bei Knappheitssituationen und hohen Preisen wird die Nachfrage reduziert. Dieser eigentlich normale Mechanismus funktionierte im Strommarkt bisher nur beschränkt, da die meisten Kunden feste oder bestenfalls Tag-Nacht-differenzierte Tarife haben. Sie reagieren nicht auf kurzfristige Veränderungen am Markt, die etwa durch fluktuierende Energien entstehen. Gelingt es, die Preiselastizität der Verbraucher zu erhöhen, sinkt die Notwendigkeit von angebotsseitigen Massnahmen. Ob und in welchem Ausmass Kapazitätsmechanismen durch eine flexiblere Nachfrage substituiert werden können, hängt von der Veränderung der Preiselastizität ab. Das lässt sich an einem Extremfall illustrieren: Unterstellt man in Abbildung 4 eine vollkommen elastische Nachfrage (horizontaler Verlauf), resultiert jederzeit ein Schnittpunkt zwischen Angebot und Nachfrage.

Das Missing Money Problem kann auch von der Nachfrageseite her angegangen werden: Bei Knappheitssituationen und hohen Preisen wird die Nachfrage reduziert.

Neues Potenzial durch intelligente Netze, Geräte und Tarife

Mit dem technologischen Fortschritt haben sich die Möglichkeiten zur Flexibilisierung der Nachfrage verbessert. Smarte Netze und Stromzähler sowie intelligent vernetzte Geräte machen dies technisch möglich. Vor allem bei Wärme-Kälte-Anwendungen in der Industrie, im Gewerbe und in den Haushalten kann der Verbrauch kurzfristig verschoben werden, ohne dass dadurch Schäden oder Komforteinbussen entstehen. Voraussetzung dafür ist in erster Linie eine intelligente Vernetzung und Steuerung der Anwendungen. Analysen für die Schweiz zeigen, dass selbst in den Haushalten (die knapp einen Drittel des Stroms beanspruchen) zu jeder Tageszeit ohne Komfortverlust 20% der Leistung für 20 Sekunden abgeschaltet werden könnten, 10% für 10 Minuten und 5% für mehrere Stunden (Gutzwiller et al. 2008). In Abhängigkeit von der zeitlichen Dimension können diese Lastverschiebungspotenziale unterschiedlich bewirtschaftet werden. Verschiebungen über Sekunden und Minuten stellen einen Beitrag zur Netzstabilität dar und können etwa im Regelleistungsmarkt angeboten werden (im Falle kleiner Verbraucher über eine intelligente Vernetzung).³⁸ Auch können Verteilnetzbetreiber oder Energielieferanten Verträge mit Preisnachlässen anbieten, die Eingriffe beim Verbrauch möglich machen. Die Netzbetreiber profitieren von höherer

³⁸ Bereits heute ist für bestimmte Verbrauchseinheiten eine Teilnahme an den Ausschreibungsverfahren von Systemdienstleistern möglich, wenn die geforderten Leistungsgradienten, Arbeitsverfügbarkeiten, Mindestleistungen und informationstechnischen Voraussetzungen vorhanden sind (Kollmann et al. 2013).

Netzstabilität, die Energielieferanten von der Minimierung der Ausgleichsenergie. Lastverschiebungen über Stunden können sowohl in einem Kapazitätsmarkt angeboten (Kapitel 4), als auch durch den Konsumenten selber bewirtschaftet werden. Der zweite Fall setzt voraus, dass der Verbraucher einen Stromtarif hat, der entsprechende Anreize vermittelt. Dazu sind unterschiedliche Modelle möglich³⁹, im Extremfall orientiert sich der Tarif unmittelbar an den Verhältnissen an der Strombörse (Real Time Pricing). Verfügt der Verbraucher über eine intelligente Vernetzung der Geräte, können diese auch real-time über Preissignale im Markt gesteuert werden. Smart Meter sind heute vor allem in Skandinavien verbreitet. Obschon diese üblicherweise eine stündliche Messung des Energieverbrauchs zulassen, werden bisher relativ wenige Real-Time-Preismodelle angeboten. Verbreitet sind – etwa in Schweden – Tarife, die sich im Durchschnitt (z.B. monatlich) an den Börsenpreisen orientieren. Vorreiter ist Norwegen, wo einige Versorger bereits heute Tarifmodelle mit stündlich variierenden, am Spotmarkt orientierten Preisen anbieten (CRIEPI 2012).

Verfügt der Verbraucher über eine intelligente Vernetzung der Geräte, können diese real-time über Preissignale im Markt gesteuert werden.

Ob Verbraucher künftig von solchen Tarifmodellen Gebrauch machen und in welchem Ausmass Lastverschiebungen resultieren, ist schwer zu prognostizieren. Dies hängt von den technischen Möglichkeiten und deren Kosten (z.B. intelligente Vernetzung der Geräte, Smart Meter) sowie von den Anreizen im Markt ab. Diese Anreize können in der mittleren Frist signifikant zunehmen, falls sich an den Märkten besonders hohe Knappheitspreise (VOLL) bilden (Kapitel 3 und Box 3). Gerade deshalb beeinflusst umgekehrt die Einführung von Kapazitätsmechanismen die Wirtschaftlichkeit der Lastverschiebung negativ. Gleiches gilt für Preisregulierungen im Grosshandel – die ihrerseits häufig in Kombination mit Kapazitätsmechanismen angewendet werden. Dies spricht einerseits für einen defensiven Einsatz von Kapazitätsmechanismen. Andererseits sind Kapazitätsmärkte vorteilhaft, da sie in der Regel eine Berücksichtigung von verbrauchsseitigen Massnahmen besser zulassen.

Vollständige Marktöffnung als Voraussetzung

Die unvollständige Marktöffnung in der Schweiz ist für solche Ansätze ein denkbar schlechtes Terrain. Besonders hinderlich ist die faktische Preisregulierung bei den Endkunden in der Grundversorgung. Sie erhalten den Strom nicht zu Marktpreisen, sondern zu sogenannten Gesteungskosten (Art. 4 Stromversorgungsverordnung). Dies stellt eine Gefahr für die Versorgungsstabilität dar, denn während Perioden mit Knappheit und hohen Preisen in Europa dürften viele Schweizer Verbraucher von anhaltend tiefen Tarifen profitieren, weshalb sie weder kurz-

39 Beispielsweise Tageszeitabhängige Tarife (Time of Use), besondere Tarife für Extremsituationen (Critical Peak, Extrem Day) oder Real Time Pricing (Kollmann et al. 2013).

noch mittelfristig ihren Verbrauch anpassen. Die damit verbundenen Probleme illustriert das Beispiel Kalifornien (Box 1). Ausserdem behindert die Regel das (marktliche) Zustandekommen von Real-Time-Tarifen. Liegen die Grosshandelspreise über den regulierten Endkundentarifen, haben die Konsumenten kaum Interesse an solchen Modellen, liegen sie darunter, fehlen die Anreize auf Seiten der Versorger, entsprechende Tarifmodelle anzubieten. Die Voraussetzungen können verbessert werden, wenn auch in der Schweiz die Endkunden mit den Preisen im Grosshandel konfrontiert werden. Das aber setzt eine vollständige Marktöffnung voraus und ist zudem eine wichtige (wenn auch nicht hinreichende) Voraussetzung für die Aufhebung von Preisregulierungen bei den Endkunden. In vielen Kantonen und Gemeinden wird die Energieversorgung bisher als Standort- und Industriepolitik verstanden, wobei die öffentlichen Versorger Tarife zum Teil deutlich unter den Marktpreisen anbieten. Im Kontext der Marktöffnung wäre zu prüfen, ob standortpolitisch motivierte Tiefpreise als unzulässig eingestuft werden sollten, da es sich um wettbewerbsverzerrende Subventionen handelt.⁴⁰ Von einem Zwang zum Roll-out von Smart-Grid-Lösungen und einer vollständigen Überwälzung der Kosten auf die regulierten Netzentgelte und erst recht von einer Subventionierung ist dagegen abzusehen. Smart-Grid und Smart-Metering sollte nur bei jenen Verbrauchern eingesetzt werden, bei denen relevantes ökonomisches Potenzial besteht. Gerade deshalb sollte der Markt für die Installation und den Betrieb des Stromzählers geöffnet werden. Heute kann der Verteilnetzbetreiber (der in der Regel auch Stromlieferant ist) diese Aufgabe exklusiv für sich beanspruchen und potenzielle Konkurrenz verhindern (Meister 2012). Nur ein funktionsfähiger Wettbewerb sorgt dafür, dass Anbieter innovative und attraktive Tarifmodelle auch gegenüber kleinen Endverbrauchern anbieten.

Liegen die Grosshandelspreise über den regulierten Endkundentarifen, haben die Konsumenten kaum Interesse an Real-time-Preisen, liegen sie darunter, fehlen die Anreize auf Seiten der Versorger, entsprechende Tarifmodelle anzubieten.

Verbrauchsreduktion als falsches (politisches) Ziel

Wenig zielführend sind dagegen die vom Bundesrat in seinem Massnahmenplan vorgesehenen Ansätze zur Reduktion des Energieverbrauchs. Dazu gehört etwa die Verpflichtung der Versorgungsunternehmen, den Verbrauch ihrer Kunden stetig zu senken – wobei der überprüfte Effizienzgewinn mit der Ausstellung eines handelbaren Weissen Zertifikats bestätigt wird (BFE 2012c). Solche Ansätze zielen nicht auf eine Lastverschiebung, sondern auf die pauschale Senkung des Verbrauchs. Dieser Ansatz wird einerseits den Entwicklungen im Grosshandel nicht gerecht. Schliesslich dürften in Zukunft immer häufiger Situationen mit Stromüberschüssen auftreten. Nichts spricht dagegen, dass die Elektrizität dann auch verbraucht wird – nicht zuletzt, weil es sich dann meist um CO₂-freien

⁴⁰ Im Gegensatz zur EU fehlen jedoch in der Schweiz gesetzliche Grundlagen zur Unterbindung wettbewerbsverzerrender Beihilfen (Meister 2012: 280-284).

Strom aus erneuerbaren Energien handelt. Andererseits trägt die blossere Verbrauchsreduktion (gemessen als jährliche MWh) wenig zur Systemstabilität bei. Viel wichtiger ist eine engere Ausrichtung der Nachfrage auf die Verfügbarkeit der Kraftwerke. Dabei handelt es sich um einen eigentlichen Paradigmenwechsel: Statt einer grundsätzlichen Ausrichtung des Kraftwerksparks an der Last orientiert sich diese vielmehr an der verfügbaren Produktionskapazität.

5.5_KEV als falsches System zur Förderung erneuerbarer Energien

Die Analyse hat auch Konsequenzen für die Förderung erneuerbarer Energien, denn die Einspeisevergütung verstärkt nicht nur den Merit-Order-Effekt und damit das Missing Money Problem, sondern wird mit wachsender Relevanz immer ineffizienter. Die Energiestrategie des Bundesrates sieht eine Stromproduktion aus neuen erneuerbaren Energien (exklusive Wasserkraft) bis 2035 von rund 12 TWh vor, bis 2050 sollen es gar 24 TWh sein (BFE 2012c). Ein Blick auf unterschiedliche Potenzialschätzungen illustriert, dass diese Ziele in erster Linie durch einen massiven Ausbau der PV erreicht werden könnten (PSI 2005, SATW 2006, PIOT 2007, Energie-Trialog 2009, Andersson et al. 2011, BFE 2012d). Doch eine Förderung erneuerbarer Energien, die auf eine spezifische Technologie setzt, weist erhebliche Nachteile auf. Erstens ist die PV – trotz Kostendegression – nach wie vor kostspielig. Zweitens trägt sie kaum zur Systemstabilität während den kritischen Wintermonaten bei (z.B. ein Mittwochabend im Dezember). Drittens muss im Kontext der internationalen Entwicklungen mit einer Erosion des Werts von Solarstrom gerechnet werden. Weil auch Deutschland (und Italien) die PV massiv gefördert haben, zeichnen sich bereits heute an sonnenreichen Tagen Überschüsse und Preiszerfälle ab. Der Merit-Order-Effekt beeinträchtigt die Ertragsmöglichkeiten aller Kraftwerke, doch sind die erneuerbaren Energien selber am stärksten betroffen – ihre Produktionsspitzen korrelieren am engsten mit den kurzzeitigen Preiszerfällen (Abbildungen 6 und 8). Für die Schweiz ist es nicht sinnvoll, beim Ausbau der erneuerbaren Energie eine Strategie zu wählen, die jener der Nachbarländer ähnlich ist. Die inländische PV-Produktion würde auf hohe Exporte der Nachbarn treffen – was wirtschaftlich wie versorgungstechnisch ineffizient ist. Dies stellt den Nutzen eines staatlich gelenkten und geförderten Ausbaus erneuerbarer Energien in der Schweiz grundsätzlich in Frage. Daneben offenbart sich die Ineffizienz der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV). Sie trägt den Entwicklungen im (internationalen) Markt keine Rechnung: Preise geben weder Signale für eine strukturelle Anpassung beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien noch für deren optimalen – an den Bedürfnissen des Marktes ausgerichteten – Einsatz. Aus diesem Grund verschärft die KEV (wie in Deutschland die EEG) das Missing Money Problem.

Die Einspeisevergütung verstärkt nicht nur den Merit-Order-Effekt und damit das Missing Money Problem, sondern wird mit wachsender Relevanz immer ineffizienter.

Koppelung an den Markt und die Preise

Gerade weil die Schweiz eng in den europäischen Markt eingebunden ist und als «Preisnehmerin» agiert, sollte eine Förderung enger an die Nachfrage und das Angebot im Markt gekoppelt werden. Konsequenterweise sollte sie weder technologie- noch grössenspezifisch sein, auch sollte sie nicht auf den Ausbau im Inland fokussieren. Ein effizientes Fördermodell setzt daher nicht auf Subventionen, sondern auf eine blosse Besteuerung des CO₂-Ausstosses fossiler Kraftwerke, die sich in höheren Strommarktpreisen niederschlägt. Im europäischen Kontext jedoch wurde dieser Ansatz ausgehebelt, indem neben den CO₂-Reduktionszielen zusätzliche Ausbauziele und Fördermodelle für erneuerbare Energien formuliert wurden (Hübner et al. 2012). Will die Politik neben dem Instrument des CO₂-Zertifikatehandels unbedingt an einem expliziten Fördermodell für erneuerbare Energien festhalten, stellt das Quotenmodell eine halbwegs marktnahe Alternative dar. Danach müssen Versorger einen minimalen Anteil ihrer Lieferungen aus erneuerbaren Energien leisten – entweder durch eigene Produktion, Zukauf von Strom oder Zertifikaten. Sinnvollerweise müsste ein solches Instrument international koordiniert werden, um einen liquiden Handel mit Grünstromzertifikaten zu etablieren. Allerdings kennen in Europa bisher nur wenige Länder eine solche mengenbasierte Förderung, darunter Schweden, Polen, Belgien, Italien und ab 2015 auch die Niederlande (Hübner et al. 2012). Zudem bestehen im politischen Prozess Anreize, auch dieses Instrument mit technologie-spezifischen Ansätzen zu vermengen – etwa über eine Gewichtung der Technologien bei der Anrechnung für Zertifikate. Eine weitere potenziell interessante Alternative stellt das Marktintegrationsmodell dar (Erdmann 2013, Wirtschaftsrat 2013) ⁴¹: Integration und Vermarktung erneuerbarer Energien werden an die Bilanzkreise bzw. -gruppen, in denen Stromlieferanten und Stromkunden zusammengefasst werden, delegiert. Diese erhalten mit wachsendem Anteil Erneuerbarer am Endkundenvertrieb eine höhere Marktintegrationsprämie (als €/MWh ausgerichtet). Dadurch richten sich Ausbau und Einsatz der Technologien stärker nach den Marktpreisen respektive den allfälligen Überschuss- und Knappheitssituationen. Der Ausbau der Erneuerbaren erfolgt dadurch eher im Gleichgewicht mit Backup-Kapazitäten, da es Sache der Bilanzkreise ist, für einen Ausgleich im Portfolio zu sorgen.

Gerade weil die Schweiz eng in den europäischen Kontext eingebunden ist und als «Preisnehmerin» agiert, sollte eine Förderung enger an den Markt gekoppelt werden.

41 Das von Prof. Georg Erdmann vorgeschlagene Modell lehnt sich im Grunde an die in Deutschland bereits lancierte optionale Direktvermarktung an. In diesem Modell können Betreiber von erneuerbaren Anlagen ihren Strom alternativ direkt am Markt verkaufen. Dazu erhalten sie anstelle der Einspeisevergütung als zusätzliche Förderung eine Markt- sowie Managementprämie. Das Modell ist jedoch administrativ aufwendig. Ausserdem weist die hohe Inanspruchnahme auf Mitnahmeeffekte hin.

Flexiblere Produkte nötig

Vor dem Hintergrund sinkender Kosten der erneuerbaren Energien ist mittelfristig ein konsequenter Ausstieg aus jeglichen Fördermodellen anzustreben. Um die Vermarktung erneuerbarer Energien zu erleichtern, sind aber auch im Handel neue Konzepte nötig. Dazu gehört etwa ein kurzfristigerer, flexiblerer Handel, der die Veränderlichkeit der Produktion besser berücksichtigt (z.B. Abschluss kurz vor Erfüllung, Produkte für Minutenblöcke, kontinuierlicher Handel). Bereits heute zeichnet sich an den europäischen Börsen eine solche Tendenz ab (Kapitel 2). Sinnvoll sind ähnliche Anpassungen im Regelleistungsmarkt. Werden diese Kapazitäten kurzfristiger beschafft, können fluktuierende erneuerbare Energien vermehrt teilnehmen. Denn in der kurzen Frist lässt sich ihre Produktion relativ gut prognostizieren. Der Wert der erneuerbaren Energien nimmt dadurch zu. Dies setzt voraus, dass neue Arten von Regelleistungsbzw. Regelennergieprodukten geschaffen werden – etwa zur Berücksichtigung der im Vergleich zu konventionellen Anlagen unterschiedlichen Reaktionsgeschwindigkeiten und Leistungsdauern (Neuhoff 2011).

6_Schlussfolgerungen

Mindestens theoretisch ist es möglich, dass ein Energy-only-Markt in Europa und der Schweiz funktioniert. Doch in der Praxis wird dies durch regulatorische Interventionen und nicht zuletzt die politisch forcierte Energiewende grundsätzlich in Frage gestellt. Die subventionierten Technologien verdrängen immer häufiger die konventionellen, steuerbaren Kraftwerke aus dem Markt. Von den Entwicklungen in Europa ist die Schweiz direkt betroffen, selbst wenn sie auf eine eigene Energiewende verzichtet. Aufgrund der Vernetzung mit dem Ausland und der hohen Relevanz des Handels ist das Land kein eigenständiger Markt. Vielmehr sind die Preise im Grosshandel ein Abbild der Situation in den Nachbarländern. Die Schweiz «importiert» daher das Missing Money Problem ihrer Nachbarn. Aber gerade wegen der starken Vernetzung mit den Nachbarn sind korrigierende Kapazitätsmechanismen für ein kleines Land wie die Schweiz nur begrenzt funktionsfähig. Die unilaterale Einführung eines auf die Schweiz fokussierten Kapazitätsmechanismus wäre in jedem Fall ineffizient. Die inländischen Verbraucher würden die Kosten des Mechanismus tragen, hätten aber keinen Gegenwert in Form tieferer Grosshandelspreise beziehungsweise der Verhinderung von Preisspitzen (Knappheitspreisen). Umgekehrt dürfte es für die Schweiz schwierig sein, bei einer Einführung von Kapazitätsmärkten in den Nachbarländern abseits zu stehen. Zwar könnten inländische Verbraucher von durchschnittlich tieferen Marktpreisen profitieren, doch würden die Er-

träge der Stromproduzenten unter Druck geraten. Längerfristig können Risiken für die Versorgungssicherheit resultieren, da der Bau neuer Kraftwerke im Inland weniger attraktiv wird. Dies würde Druck auf die Einführung eines Kapazitätsmechanismus in der Schweiz schaffen. Eine enge Koordination mit den Nachbarn wäre in diesem Fall sinnvoll. Denn ein auf die Schweiz beschränkter Kapazitätsmarkt wäre aufgrund der hohen administrativen Aufwendungen, der fehlenden Liquidität und des mangelnden Wettbewerbs beim Kraftwerksangebot auf jeden Fall ineffizient.

Die Schweiz sollte daher beim Thema Kapazitätsmechanismen keinen vorschnellen Alleingang wagen. Sinnvoller ist eine abwartende Strategie. Das kann sich die Schweiz leisten, da auf absehbare Zeit kein akuter Mangel an Kraftwerkskapazität im Inland besteht – auch nicht nach der Abschaltung der älteren Kernkraftwerke. Vor dem Hintergrund der europäischen Wirtschaftskrise und möglicherweise noch länger anhaltender Kraftwerksüberkapazitäten im europäischen Strommarkt ist es ausserdem möglich, dass auch die Nachbarn mit der Umsetzung von Kapazitätsmechanismen zuwarten. Weitere unsichere Faktoren beeinflussen diesen Entscheid. So könnte ein weiterer Ausbau der Übertragungsnetze die Situation entschärfen, wenn dadurch Regionen mit Überkapazitäten besser in den Markt integriert werden. Daneben ist es möglich, dass bei der Förderung der erneuerbaren Energien Anpassungen erfolgen, die den Merit-Order-Effekt beschränken.

Das heisst nicht, dass es für die Schweiz keinen Handlungsbedarf gibt. Schliesslich kann das Missing Money Problem auch über nachfrageseitige Massnahmen adressiert werden. Das aber setzt voraus, dass die Verbraucher bedeutend stärker als heute auf kurzfristige Preisveränderungen reagieren. Dies kann vor allem durch den Einsatz von Smart Metering und Real-Time-Tarifen gefördert werden. Doch in der Schweiz sind die Hürden für den effizienten Einsatz solcher Instrumente besonders hoch, da für kleinere Verbraucher der Markt nicht geöffnet ist und bei den Energietarifen eine faktische Regulierung besteht. Im Weg stehen ausserdem Regelungen für den Betrieb des Stromzählers durch den Verteilnetzbetreiber. Eine vollständige und konsequente Liberalisierung ist in einem Kontext mit wachsender Einspeisung erneuerbarer Energie eine wichtige Voraussetzung für eine Flexibilisierung der Nachfrage. Damit verbunden sind mehrere Vorteile. Erstens wird das Missing Money Problem entschärft, zweitens nimmt der Einfluss von Marktmacht durch die Kraftwerksbetreiber ab und drittens steigt die Stabilität der Stromversorgung.

Die Analyse illustriert ausserdem, dass ein anhaltender Ausbau der Subventionierung von erneuerbaren Energien auf Basis der KEV nicht nachhaltig ist. Die KEV verschärft nicht nur das Investitionsproblem bei den konventionellen Kraftwerken, sondern wird bei wachsender Einspeisung der erneuerbaren Energien immer ineffizienter. Im schweizerischen Kontext ist das Problem besonders ausgeprägt. Der absehbare Fokus auf die PV führt dazu, dass die inländische Produktion mit umso grösseren

Die Schweiz sollte daher beim Thema Kapazitätsmechanismen keinen vorschnellen Alleingang wagen – sinnvoller ist eine abwartende Strategie.

Exporten der Nachbarländer zusammentrifft, da diese ebenfalls grosszügige Förderungen vorsehen. Umgekehrt trägt die PV gerade während den für die Versorgung kritischen Wintermonaten nur sehr beschränkt zur Systemstabilität bei. Ähnliches gilt übrigens für die Kleinwasserkraft, die ebenfalls von der KEV profitiert. Die technologiespezifische und auf das Inland fokussierte KEV droht dadurch immer teurer zu werden, denn die hohe Korrelation der inländischen PV-Produktion mit den potenziellen Situationen mit einem Überangebot an den europäischen Märkten schmälert auch ihren Wert. Konsequenterweise wäre ein gänzlicher Verzicht auf die staatliche Subventionierung spezifischer erneuerbarer Energien im Inland sinnvoll. In diesem Fall würden lediglich die CO₂-Zertifikatspreise sowie ein allfälliger vom Markt abgegoltener Mehrwert für grünen Strom eine entsprechende Lenkungsfunktion entfalten. Im Kontext sinkender Preise für erneuerbare Technologien könnte dies längerfristig ausreichende Investitionsanreize schaffen. Dieser konsequent marktliche Ansatz hat den Vorteil, dass die Investoren Anreize haben, ihr Angebot sehr eng an den Knappheitsverhältnissen am Markt zu orientieren. Will die Politik unbedingt an einer expliziten Förderung festhalten, dann sollte diese enger am Markt ausgerichtet werden – etwa über ein Quoten- oder Marktintegrationsmodell. In diesem Fall wird nicht nur der weitere Ausbau, sondern auch die Produktion der erneuerbaren Energien stärker durch die Preise im Spotmarkt und damit die Knappheit des Angebots gesteuert.

Literatur

- ACER (2013): Opinion of the agency for the cooperation of energy regulators no. 05/2013 of 15 February 2013 on capacity markets. Ljubljana.
- Andersson, Göran; Boulouchos, Konstantinos und Lucas Bretschger (2011): Energiezukunft Schweiz. Eidgenössisch Technische Hochschule Zürich.
- Barrera, Fernando; Janssen, Matthias und Christoph Riechmann (2011): Kapazitätsmärkte: Aus der internationalen Praxis lernen? In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 61, Heft 9. 8-12.
- BFE, Bundesamt für Energie (2012): Die Energieperspektiven für die Schweiz bis 2050; Studie von Prognos im Auftrag des BFE. Basel.
- BFE, Bundesamt für Energie (2012b): Elektrizitätsstatistik 2011. Bern.
- BFE, Bundesamt für Energie (2012c): Energiestrategie 2050: Erstes Massnahmenpaket. Bern.
- BFE, Bundesamt für Energie (2012d): Das Potenzial der erneuerbaren Energien bei der Elektrizitätsproduktion. Bern
- BFE, Bundesamt für Energie (2011): Elektrizitätsstatistik 2010. Bern.
- Bidwell, Miles (2005) : Reliability Options: A Markte-Oriented Approach to Long-Term Adequacy. IN: The Electricity Journal. Vol. 18, Issue 5. 11-25.
- BMU, Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (2012): Erneuerbare Energien in Zahlen. Nationale und internationale Entwicklung. Berlin.
- Boltz, Walter (2013): Die Effizienz der Strommärkte aus Sicht der Regulierungsbehörde. Vorstand E-Control. Präsentation anlässlich der IEWT 2013. Wien.
- Bothe, David und Christoph Riechmann (2008): Hohe Versorgungssicherheit bei Strom wertvoller Standortfaktor für Deutschland. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen 58. Jg. Heft 10. 31-36.
- Bundesnetzagentur (2011): Standardisierung vertraglicher Rahmenbedingungen für Eingriffsmöglichkeiten der Übertragungsnetzbetreiber in die Fahrweise von Erzeugungsanlagen. Beschlusskammern 6 und 8. Präsentation anlässlich eines Workshops vom 07.12.2011. Bonn.
- Bundesnetzagentur (2011b): Monitoringbericht 2010. Bonn.
- Burger, Bruno (2012): Stromerzeugung aus Solar- und Windenergie im Jahr 2012. Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE. Freiburg.
- Bushnell, James (2005): Electricity Resource Adequacy: Matching Policies and Goals. Center for the Study of Energy Markets (CSEM) Working Paper Series. University of California Energy Institute.
- Böckers, Veit; Giessing, Leonie; Haucap, Justus; Heimeshoff, Ulrich und Jürgen Rösch (2012): Braucht Deutschland einen Kapazitätsmarkt für Kraftwerke? Eine Analyse des deutschen Marktes für Stromerzeugung. Ordnungspolitische Perspektiven. Düsseldorfer Institut für Wettbewerbsökonomie. Düsseldorf.
- Borenstein, Severin (2002): The Trouble With Electricity Markets: Understanding California's Restructuring Disaster. Journal of Economic Perspectives. Volume 16, Number 1 – Winter. 191-211.
- Cervigni, Guido und Thomas Niedrig (2011): Capacity Markets: Relevant for Europe and appropriate for Germany. Formaet Services GmbH. Brussels.
- Chuan Angela S. und Felix Wu (2000): Capacity Payments and the Pricing of Reliability in Competitive Generation Markets ; Proceedings of the 33rd Hawaii International Conference on System Sciences. University of California. Berkeley.

- Cramton, Peter und Steven Stoft (2006): *The Convergence of Market Designs for Adequate Generating Capacity with Special Attention to the CAISO's Resource Adequacy Problem*. A White Paper for the Electricity Oversight Board. Massachusetts Institute of Technology, California.
- Cramton, Peter und Steven Stoft (2008): *Forward Reliability Markets: Less Risk, Less Market Power, More Efficiency*. In: *Utilities Policy*, 16. 194-201.
- CRIEPI, Central Research Institute of Electric Power Industry (2012): *Impacts and Lessons from the Fully Liberalized European Electricity Market*. CRIEPIU Report: Y11018. Japan.
- Department of Energy and Climate Change (DECC): *Planning our electric future: a White Paper for secure, affordable and low-carbon electricity*. Presented to Parliament by the Secretary of State for Energy and Climate Change by Command of Her Majesty. London.
- ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators for Electricity (2012): *Statistical Yearbook 2011*. Brussels.
- ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators for Electricity (2012b): *Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2012-2030*. Brussels.
- ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators for Electricity (2011): *Scenario Outlook & Adequacy Forecast 2011-2025*. Brussels.
- ENTSO-E, European Network of Transmission System Operators for Electricity (2011b): *Statistical Yearbook 2010*. Brussels.
- EPEX Spot (2012): *15-Minute contracts successfully launched on German intraday market*. Press Release. Paris.
- EPEX Spot (2012b): *2012 Volumes on european power exchange EPEX SPOT hit new record*. Press Release. Paris.
- Erdmann, Georg (2013): *Warum Kapazitätsmärkte das Ende des Wettbewerbs im Strommarkt bedeuten*. TU Berlin. Vortrag anlässlich der IEWT 2013. Wien.
- Erdmann, Georg und Niels Ehlers (2012): *Neue Ansätze für die marktorientierte Förderung Erneuerbarer Energien*. TU Berlin. Vortrag anlässlich der IEWT 2011. Wien.
- Ess, Florian; Kirchner, Almut und Vincent Rits. (2011): *Kosten neuer Kernkraftwerke – Kurzstudie von Prognos im Auftrag des Bundesamtes für Energie (BFE)*. Basel.
- EWEA, The European Wind Energy Association (2013): *Wind in power – 2012 European statistics*. Brussels.
- EWI, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2012): *Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign*. Köln.
- Federico, Giulio und Xavier Vives (2008): *Competition and Regulation in the Spanish Gas and Electricity Markets*. Public-Private Sector Research Center, IESE Business School. University of Navarra.
- Frontier Economics (2008): *Kosten von Stromversorgungsunterbrechungen*. Im Auftrag von RWE AG. Präsentation vom 4. Juli. London.
- Gutzwiller, Rolf; Koch, Stephan; Meier, Dominik und Martin Wiederkehr (2008): *Lokales Lastmanagement – Stromverbrauch sinnvoll mit der Erzeugung koordinieren*. In: *Bulletin SEV/AES 22/23*.
- Heim, Sven (2012): *Do discriminatory auctions favor collusive behavior? - Evidence from Germany's market for reserve power*. ZEW Mannheim. Universität Giessen. Mannheim.
- Hiesel, Albert (2013): *Zur aktuellen Wirtschaftlichkeit von Atomkraftwerken anhand von ausgewählten Beispielen*. Energy Economics Group, Institut für Energiesysteme und Elektrische Antriebe, TU Wien. Präsentiert und veröffentlicht an der 8. Internationale Energiewirtschaftstagung an der TU Wien.

- Hille, Maren (2012): Technische und wirtschaftliche Situation konventioneller Kraftwerke in Deutschland. Präsentation anlässlich des Dialogforums dena. BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. Berlin.
- Hogan, William H. (2012): Electricity Scarcity Pricing Through Operating Reserves: An ERCOT Window of Opportunity. Harvard University. Cambridge (MA).
- Hogan, William H. (2005): On an «energy only» electricity market design for resource adequacy, Harvard University working paper. Cambridge (MA).
- Hübner, Malte; Schmidt, Christoph M. und Benjamin Weigert (2012): Energiepolitik: Erfolgreiche Energiewende nur im europäischen Kontext. Sachverständigenrat zur Begutachtung der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung. Arbeitspapier 03/2012. Wiesbaden.
- ISO New England (2012): 2011 Annual Markets Report. Holyoke, Massachusetts.
- Joskow, Paul L. (2001): California's Electricity Crisis. Oxford Review of Economic Polic. Oxford University Press, vol. 17(3), 365-388.
- Joskow, Paul L. und Jean Tirole (2007): Reliability and competitive electricity markets. RAND Journal of Economics 38, 1: 60-84.
- Kippelt, Stefan und Thorsten Schlüter (2012): Impact of Future Renewable Energy Generation on Control Reserve Markets. Technische Universität Dortmund, Institut für Energiesysteme, Energieeffizienz und Energiewirtschaft- Dortmund.
- Knieps, Günter (2002): Knappheitsprobleme in Netzen: Was leistet die Ökonomie? Institut für Verkehrswissenschaft und Regionalpolitik. Universität Freiburg.
- Kollmann, Andrea; Ammann, Christoph; Elbe, Christian; Heinisch, Verena; Krausseler, Alois; Moser, Simon; Schmutz, Ernst und Michael Schmidthaler (2013): Lastverschiebung in Haushalt, Industrie, Gewerbe und kommunaler Infrastruktur – Potenzialanalyse für Smart Grids. Energieinstitut an der JKU Linz, e7 Energie Markt Analyse GmbH, TU Graz, 4ward Energy Research GmbH. Paper präsentiert anlässlich der IEWT 2013. Wien.
- Kranner, Karl und Stephan Sharma (2013): Das europäische Strommarktdesign der Zukunft. In: Energiewirtschaftliche Tagesfragen. 63, Heft 1/2: 62-65.
- Kumkar, Lars (2001): Strommarktliberalisierung in Kalifornien: Schlägt das Pendel zurück? Kieler Diskussionsbeiträge. Kiel.
- Meister, Urs (2012): Mehr Markt für den Service public – Warum die Schweizer Infrastrukturversorgung weniger Staat und mehr Wettbewerb braucht. Avenir Suisse. Verlag Neue Zürcher Zeitung, Zürich.
- Meister, Urs (2010): Energiesicherheit ohne Autarkie – Die Schweiz im globalen Kontext. Avenir Suisse. Verlag Neue Zürcher Zeitung, Zürich.
- Meister, Urs (2008): Strategien für die Schweizer Elektrizitätsversorgung im europäischen Kontext. Avenir Suisse. Zürich.
- Müsgens, Felix (2004): Market Power in the German Wholesale Electricity Market. EWI Working Paper, Nr. 04.03. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln.
- Neuhoff, Karsten (2011): Öffnung des Strommarktes für erneuerbare Energien: Das Netz muss besser genutzt werden. DIW Wochenbericht Nr. 20.2011. 16-23.
- Nicolosi, Marco; Fürsch, Michaela und Dietmar Lindenberger (2010): Bewertung energiepolitischer Optionen für eine sichere, wirtschaftliche und umweltgerechte Energieentwicklung in Deutschland – Analyse der Ursachen für negative Strompreise am 3./4. Oktober 2009 und möglicher Abhilfemaßnahmen. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI). Köln.
- Niedrig, Thomas (2008): Vorlesung Stromhandel. European Federation of Energy Traders. Wirtschaftswissenschaftliche Fakultät der Universität Münster.

- Niggli, Paul (2011): Wie entwickelt sich der Markt für Systemdienstleistungen? Präsentation im Rahmen der Informationsveranstaltung «Aktuelle Themen für Kraftwerke aus Sicht Swissgrid». Olten.
- Niggli, Paul (2010): Systemdienstleistungen für das schweizerische Übertragungsnetz. Präsentation am Kolloquium «Aktuelle Probleme der Energietechnik» an der ETH Zürich. Swissgrid. Zürich.
- Ockenfels, Axel und Peter Crampton (2011): Is a capacity market required in Germany to guarantee system security. Studie. Frontier Economics.
- Ockenfels, Axel; Grimm, Veronika und Gregor Zoettl (2008): Strommarktdesign - Preisbildungsmechanismus im Auktionsverfahren für Stromstundenkontrakte an der EEX, Gutachten im Auftrag der European Energy Exchange AG zur Vorlage an die Sächsische Börsenaufsicht. Universität Köln.
- Pfeifenberger, Johannes; Spees, Kathleen und Adam Schumacher (2009): A Comparison of PJM's RPM with Alternative Energy and Capacity Market Designs. The Brattle Group. Prepared for PJM Interconnection.
- Piot, Michel (2007): Potenziale erneuerbarer Energien zur Gewinnung von Strom in der Schweiz, Master of Advanced Studies in Energy / EPFL. Lausanne
- PSI, Paul Scherrer-Institut (2005b): CO₂-freie Stromperspektiven für die Schweiz; in: Energie-Spiegel Nr. 14.
- SATW, Schweizerische Akademie der Technischen Wissenschaften (2006): Road Map Erneuerbare Energien Schweiz. Zürich.
- Siegmeier, Jan (2011): Kapazitätsinstrumente in einem von erneuerbaren Energien geprägten Stromsystem. Dresden University of Technology, Chair of Energy Economics und Berlin University of Technology, Workgroup for Infrastructure Policy (WIP). Electricity Markets Working Papers. WP-EM-45.
- Simmons-Süer, Banu; Atukeren, Erdal und Christian Busch (2011): Elastizitäten und Substitutionsmöglichkeiten der Elektrizitätsnachfrage – Literaturübersicht mit besonderem Fokus auf den Schweizer Strommarkt. KOF Studien Nr. 26. Eidgenössisch Technische Hochschule. Zürich.
- Simon, Manuel (2012): Strombörsen im Vergleich: Liquidität und Preise im Spothandel. Eine empirische Analyse von EEX, Nordpool und PJM.
- Sweeney, James L. (2002): The California Electricity Crisis. Hoover Institution Press Publication (elektronische Draft Version). Stanford.
- Tietjen, Oliver (2012): Kapazitätsmärkte: Hintergründe und Varianten mit Fokus auf einen emissionsarmen deutschen Strommarkt. Studie. Germanwatch. Berlin.
- Von Hirschhausen, Christian; Weigt Hannes und Georg Zachmann (2007): Preisbildung und Marktmacht auf den Elektrizitätsmärkten in Deutschland – Grundlegende Mechanismen und empirische Evidenz. Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Public Sector Management, TU Dresden. Studie im Auftrag des Verbands der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V. Dresden.
- Von Roohn, Serafin und Malte Huck (2010): Merit Order des Kraftwerksparks. Ffe Forschungsstelle für Energiewirtschaft e.V. München.
- Wirtschaftsrat (2013): Marktintegrationsmodell für erneuerbare Energien. Berlin.

'avenir' suisse'

Giessereistrasse 5
8005 Zürich

T: +41 44 445 90 00
F: +41 44 445 90 01

www.avenir-suisse.ch
info@avenir-suisse.ch