

Positionspapier VSE zu Strommarktverzerrungen, deren Folgen und Kriterien für eine zukünftige Marktordnung

Stand: 30. September 2013

1. Zusammenfassung der Positionen

Der VSE fordert vom Bund, Massnahmen zur Verhinderung weiterer Strommarktverzerrungen und gegen die Folgen von bestehenden Strommarktverzerrungen zu ergreifen.

Massnahmen zur Verhinderung weiterer Strommarktverzerrungen und gegen die Folgen bestehender Strommarktverzerrungen:

1. Bei der Förderung der Stromproduktion mit erneuerbaren Energien müssen die eingesetzten Fördermittel effizient genutzt und aufgrund des Beitrags der jeweiligen Technologie zur zeitgerechten Deckung des Strombedarfs ausgerichtet werden. Entsprechend muss die Förderung Anreize für marktgerechtes Verhalten, die Wahl der optimalen Technologie sowie den optimalen Investitionszeitpunkt enthalten.
2. Steuerbare Produktion, nicht-steuerbare Produktion, Speicherung und Netze müssen aufeinander abgestimmt ausgebaut werden. Die für die neue Erschliessung von erneuerbaren Energiequellen notwendigen Netzverstärkungen und weitere Systemintegrationskosten sind zukünftig verursachergerecht bei der Ausgestaltung der KEV zu berücksichtigen und über die KEV zu finanzieren.
3. Die Wettbewerbsfähigkeit der Grosswasserkraftwerke im massgebenden europäischen Markt ist sicherzustellen. Können die existenzbedrohenden Folgen von Strommarktverzerrungen für die Grosswasserkraft nicht anderweitig beseitigt werden, ist die Grosswasserkraft in die Förderung der erneuerbaren Energien einzubeziehen, um Nachteile im europäischen Wettbewerb auszugleichen.

Der VSE fordert vom Bund, für die künftige Marktordnung die folgenden Kriterien einzuhalten:

Kriterien für die künftige Marktordnung:

4. Es sind EU-kompatible Marktbedingungen für alle Akteure zu schaffen und die Schweiz ist über ein Energieabkommen in den EU-Binnenmarkt zu integrieren.
5. Für die Integration der Schweiz in den EU-Binnenmarkt ist der Ausbau der Übertragungsnetze mit der EU mit einem Masterplan abzustimmen.
6. Bei Einführung eines einheitlichen Kapazitätsmechanismus in der EU oder bei Einführung von unterschiedlichen Kapazitätsmechanismen in den für den Stromaustausch relevanten Nachbarländern, soll die Schweiz
 - a. sich bei der Ausgestaltung einbringen,
 - b. fallweise prüfen, ob und wie sie sich an diesen Kapazitätsmechanismen beteiligt.

7. Nachfolgende Kriterien soll die Schweiz bei der Mitarbeit an einem Kapazitätsmechanismus (6.a) verfolgen bzw. bei einer Entscheidung über eine Beteiligung (6.b) beachten: Diskriminierungsfreiheit, Verfolgung der klimapolitischen Ziele durch eine wirksame Besteuerung der Treibhausgasemissionen, Anpassungsfähigkeit, Reversibilität, Marktnähe, Beachtung des Subsidiaritätsprinzips und geringer Staatseingriff (siehe Abschnitt 3.3).

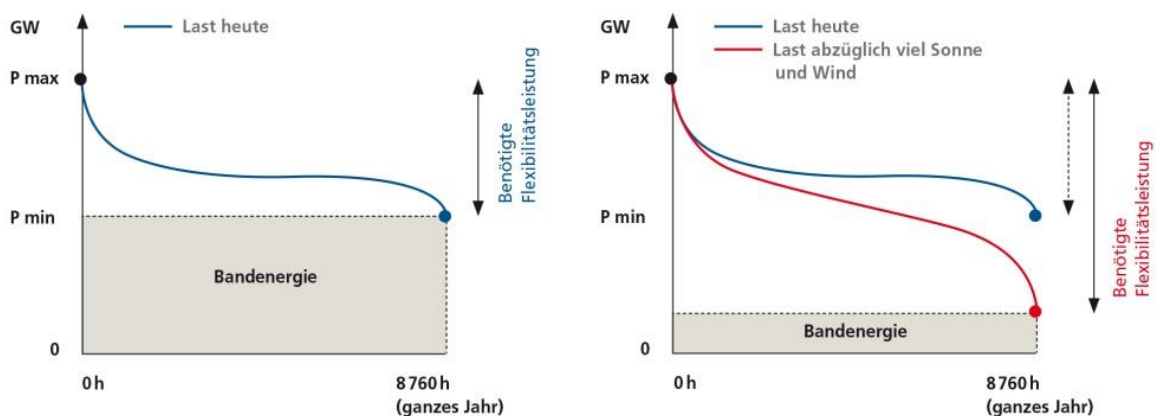
2. Ausgangslage

Gegenwärtig wird in der Schweiz Strom aus bestimmten erneuerbaren Energien mit der kostendeckenden Einspeisevergütung (KEV) staatlich gefördert (Art. 7a EnG). Der Bundesrat sieht im Rahmen der Energiestrategie 2050 vor, diese Förderung mit einer Revision des EnG deutlich zu erhöhen. Die starke Förderung in den Nachbarstaaten, namentlich in Deutschland, beeinflusst jedoch bereits heute den Strommarkt in der Schweiz erheblich und wirkt sich negativ auf die Wirtschaftlichkeit der schweizerischen Stromerzeugung aus. Zugleich ist geplant, mit dem zweiten Marktöffnungsschritt den Schweizer Strommarkt vollständig zu öffnen, wodurch die Marktexposition für Schweizer Stromproduzenten weiter zunimmt. Dadurch ergeben sich für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit verschiedene Herausforderungen, welche nachfolgend dargestellt werden.

2.1 Steigender Bedarf an flexibel einsetzbaren Kapazitäten

Die bundesrätliche Energiestrategie 2050 sieht vor, dass die bestehenden Kernkraftwerke nach ihrer Stilllegung nicht durch neue ersetzt werden und stattdessen die Nutzung der erneuerbaren Energien, einschliesslich der Wasserkraft, ausgebaut wird (E-EnG). Dabei soll insbesondere auch die Wind- und Solarstromproduktion erheblich ausgebaut werden. Diese führt jedoch vermehrt zu schwankenden, nicht steuerbaren Stromeinspeisungen. Wie der VSE in seinem Bericht „Wege in die neue Stromzukunft“ 2012 aufzeigte, werden als Folge mehr steuerbare, flexible Produktionskapazitäten und Speichermöglichkeiten erforderlich sein, um die Versorgungssicherheit aufrechterhalten zu können. Der steigende Bedarf des Gesamtsystems an Flexibilität wird mit untenstehender Jahresverteilungskurve der stündlichen Last veranschaulicht (vgl. VSE, 2012 (a), S. 82ff.).

Jahresverteilungskurve der Last und Bandenergiebedarf ohne (links) und mit viel Solar- und Windproduktion (rechts)
Schematische Darstellung.



Quelle: VSE

Abbildung 1

In der Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 des Bundesrates vom 4. September 2013, S.90 wird ebenfalls festgehalten, dass bei verstärkter Förderung der erneuerbaren Energien entsprechende Back-up-Kapazitäten bereitgestellt werden müssen. Diese Aufgabe kommt in erster Linie den bestehenden und geplanten Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken zu.

2.2 Auswirkungen der Förderung auf die Rentabilität von Anlagen im Markt

Wie oben dargelegt, sind für die Versorgungssicherheit – künftig in zunehmendem Ausmass – flexibel und/oder planbar einsetzbare Produktionsanlagen erforderlich. Nachfolgend wird ausgeleuchtet, ob unter den aktuellen Rahmenbedingungen (starke Förderung von erneuerbaren Energien im In- und Ausland) zu erwarten ist, dass diese im erforderlichen Ausmass durch wirtschaftlich agierende Akteure bereitgestellt werden.

Auf einem Strommarkt unter unverzerrten Wettbewerbsbedingungen kommen die Kraftwerke in der Reihenfolge der Höhe ihrer Grenzkosten zum Einsatz (sogenannte Merit-Order-Kurve, Abbildung 2a). Dabei produzieren die Kraftwerke mit Grenzkosten tiefer oder gleich dem aktuellen Marktpreis. Die Betreiber von staatlich geförderten Kraftwerken hingegen produzieren Strom, solange die Grenzkosten tiefer liegen als die Einspeisevergütung. Das hat zur Folge, dass die Betreiber von Kraftwerken mit fester Einspeisevergütung selbst zum Marktpreis von Null oder einem negativen Marktpreis Strom anbieten. Dieses zusätzliche Angebot verschiebt die Merit-Order-Kurve nach rechts, was zu einem tieferen Marktpreis führt (Abbildung 2 b) und damit die Rentabilität der nicht geförderten Kraftwerke senkt.

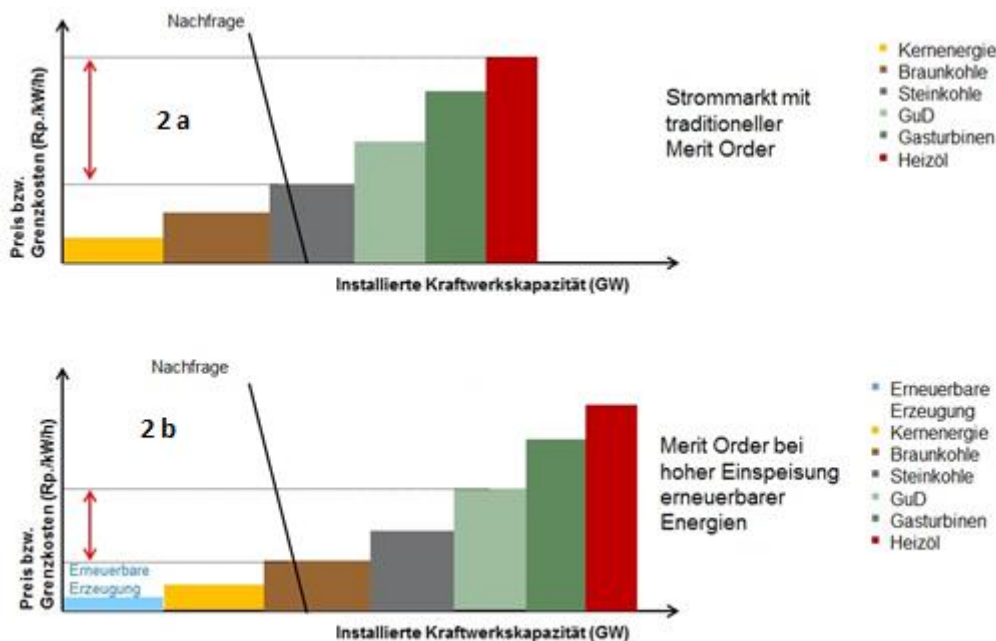


Abbildung 2: (a) Marktmechanismus ohne subventioniertes Angebot. b) Marktmechanismus bei einer subventionierten Angebotsmenge, die unabhängig vom Marktpreis bietet: Der Marktpreis sinkt bei gleichbleibender Nachfrage.

Als Folge ist es für einige Kraftwerksbetreiber aus ökonomischer Sicht nicht sinnvoll, solche Kraftwerke zu betreiben, was mittelfristig zur Stilllegung dieser Kapazitäten führt.

Der beschriebene Effekt der staatlichen Förderung wirkt sich auch auf die Erstellung von neuen Anlagen sowie auf Ersatz- und Erweiterungsinvestitionen aus: Zum Zeitpunkt des Investitionsentscheids nimmt der potentielle Investor einen Vergleich seiner Gesamtkosten – nicht nur der Grenzkosten – mit den (abdiskontierten) erwarteten Erträgen vor. Bedingung für einen positiven Entscheid ist dabei, dass die Erträge höher als die Gesamtkosten liegen. Die staatliche Förderung von erneuerbaren Energien wirkt wie gezeigt preis- und damit ertragssenkend und hindert daher die Investitionstätigkeit in nicht geförderte Kraftwerke. Dieser Effekt wird für die Schweiz bedeutsam sein, da insbesondere Grosswasserkraftwerke hohe Fixkosten aufweisen, die nach der getätigten Investition irreversible Kosten darstellen (sunk costs). Damit positive Investitionsentscheide gefällt werden, müssen nicht geförderte, systemstützende Produktionsanlagen ihre Erträge verstärkt dann erwirtschaften, wenn der Grossteil der geförderten Anlagen nicht produzieren kann und entsprechend hohe Marktpreise erzielt werden können. Die Möglichkeit, Kraftwerke über Preisspitzen zu finanzieren, kann jedoch in der Praxis eingeschränkt sein, insbesondere aus folgenden Gründen:

- Die höhere Preisvolatilität erhöht die Unsicherheit für Kraftwerksbetreiber, was eine höhere Risikoprämie zur Folge hat und die Kapitalkosten ansteigen lässt. Dies trifft jedoch nicht auf Betreiber von Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken zu, deren Anlagen gerade von möglichst grossen und häufigen Preisschwankungen profitieren.
- Hohe Preisspitzen können regulatorisch nicht zugelassen werden. Dabei kann bereits das Risiko eines drohenden regulatorischen Eingriffs die Investitionsbereitschaft dämpfen. Der Blick ins Ausland zeigt, dass in US-Strommärkten staatliche Preisobergrenzen (Price Caps) erlassen wurden und an der europäischen Strombörse von der Börse selbst eingeführte Preisobergrenzen bestehen. Hohen Preisspitzen könnten auch kartellrechtliche Hürden entgegenstehen. So äussert sich das deutsche Bundeskartellamt (Bundeskartellamt, 2011, S. 193ff.) kritisch zu Angeboten von marktbeherrschenden Stromversorgern oberhalb ihrer Grenzkosten.
- Bei knappem Stromangebot besteht die Gefahr, dass sich aufgrund unvollständiger Informationen, dem Zeitbedarf der Reaktion auf Preissignale und der unelastischen Nachfrage nach Strom kein Marktgleichgewicht einstellt, sondern Versorgungsunterbrüche entstehen. Zurzeit ist das Risiko hierfür in der Schweiz jedoch gering.
- Wegen weiteren staatlichen Interventionen, wie zum Beispiel dem Abschaltverbot für Kraftwerke in Deutschland oder anderen Kapazitätsmechanismen, bestehen auch in Randzeiten hohe Kapazitäten oder gar Überkapazitäten (siehe 2.5), die preisdämpfend wirken.

2.3 Preise und Rentabilität von Produktionsanlagen im Markt

Nachfolgend wird analysiert, ob und wenn ja, in welchem Ausmass, sich heute die oben beschriebenen Herausforderungen auf die Rentabilität von Kraftwerken in der Schweiz auswirken, die dem Markt ausgesetzt sind. Aufgrund der Ziele der Energiestrategie 2050 des Bundes (E-EnG) stehen dabei Wasserkraftwerke im Fokus der Untersuchung.

Wasserkraftwerke müssen wegen dem grossen Einfluss der natürlichen Begebenheiten an jedem Standort massgeschneidert angefertigt werden. Es ist daher äusserst schwierig, Standardkosten zu nennen. In der Regel wird deshalb ein Durchschnitt verschiedener bestehender Anlagen wiedergegeben. Durchschnittliche Gestehungskosten bestehender schweizerischer Speicher- und Laufwasserkraftwerke liegen bei rund 7 Rp./kWh, mit einer

Spannbreite zwischen 3 und 10 Rp./kWh. (Ernst Basler + Partner, 2009). Neue Speicherkraftwerke haben deutlich höhere Gestehungskosten.

Für Grosswasserkraftanlagen wird es immer schwieriger, selbst ihre Gestehungskosten zu erwirtschaften. Deutschland ist der wichtigste und massgebende Marktplatz für die Schweiz und andere umliegende Länder mit einem vergleichsweise grossen Volumen. An der deutschen Strombörse EEX liegt der Preis für Bandlast-Jahreslieferungen für die Jahre 2014, 2015 und 2016 schon seit längerer Zeit deutlich unter der Marke von 58 EUR/MWh, was den oben erwähnten 7 Rp./kWh¹ entspricht (siehe Abbildung 3). Der Preis für eine Baseload-Jahreslieferung für 2014 sank innerhalb des vergangenen Jahres von 50 auf rund 40 EUR/MWh (entspricht 6 resp. 4.8 Rp./kWh), während der Preis für eine Peakload-Jahreslieferung von wenig über 60 auf 50 EUR/MWh (7.2 bzw. 6 Rp./kWh) zurückging.

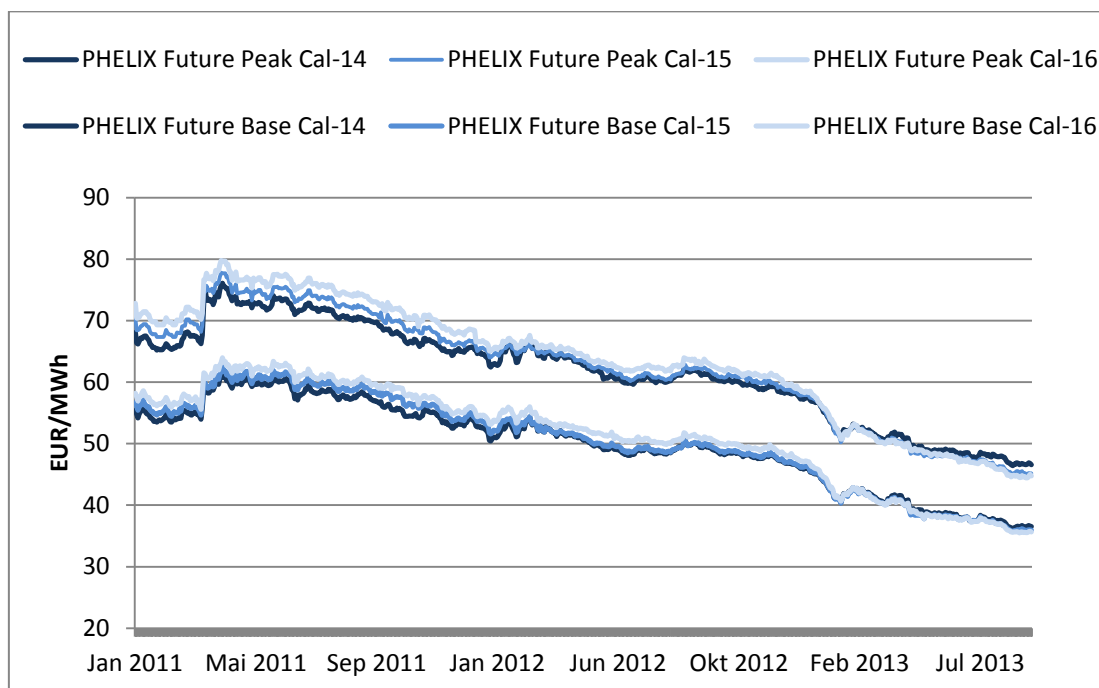


Abbildung 3: Preisverläufe der Produkte Phelix² Future Base und Peak für die Jahre 2014 bis 2016 (eigene Darstellung)

Auch im kurzfristigen Handel ist dieser Preiserfall deutlich spürbar. Noch mehr als der immer geringere absolute Preis machen den schweizerischen Pumpspeicherkraftwerken jedoch die zurückgehenden Peak-Offpeak-Preisdifferenzen zu schaffen, die für einen wirtschaftlichen Betrieb dieser Anlagen notwendig sind. Lag die Preisdifferenz noch in den Jahren vor 2009 teilweise deutlich über 20 EUR/MWh, beträgt sie heute kaum noch 10 EUR/MWh. Auch dieser Trend ist seit einigen Jahren zu beobachten.

Als Folge dieses Preiserfalls wird nicht mehr in neue Grosswasserkraftanlagen investiert. Bereits im Bau befindliche Projekte werden noch abgeschlossen, aber die fehlende Aussicht auf ausreichende Margen, die einen wirtschaftlichen Betrieb erlauben, verhindert weitere

¹ Vereinfachter Wechselkurs EUR/CHF= 1.2

² Phelix steht für Physical Electricity Index und ist der von der Börse EEX täglich veröffentlichte Preisindex für Grundlast (Phelix Base) und Spitzenlast (Phelix Peak) am Strom Spotmarkt für das Marktgebiet Deutschland/Österreich.

Neubauten. So wurde dieses Jahr das Neubauprojekt Pumpspeicherkraftwerk Grimsel 3 mit einer installierten Leistung von 600 MW sistiert (KWO, 2013).

Ein wichtiger Grund für den Preiszerfall im deutschen Stromhandel ist der in Abschnitt 2.2 beschriebene Merit-Order-Effekt. (BDEW, 2013 a) Der Zubau der staatlich geförderten Photovoltaik- und Windkraftanlagen erfolgte in Deutschland in den letzten Jahren so stark, dass sich die Preisstrukturen grundlegend geändert haben. Seit über 10 Jahren wird jährlich eine Leistung aus Windkraftanlagen von mindestens 1.5 GW zugebaut, die installierte Photovoltaik-Leistung wächst seit 2010 jährlich sogar um 7 GW. Mittlerweile sind in Deutschland über 30 GW Leistung aus Photovoltaik und nochmals so viel aus Windkraft installiert. In Zentraleuropa sind es inzwischen über 100 GW. Die gesetzlich vorgeschriebene vorrangige Einspeisung aus Sonnen- und Windenergie und die Vermarktung dieses Stroms an der Börse führen zu einem geringeren Marktpreis und zu einer Verdrängung von Anbietern (vgl. 2.2). Der deutsche Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft BDEW (BDEW, 2013 a) beziffert den Preisminderungseffekt der um 1 GW höheren Einspeisung aus Windenergie auf durchschnittlich 1.34 EUR/MWh (entspricht 0.16 Rp./kWh). Für die Photovoltaik mindert eine zusätzliche Einspeisung von 1 GW den Börsenpreis um durchschnittlich 0,82 EUR/MWh (entspricht 0.10 Rp./kWh).

Wenn die Sonne nicht scheint und der Wind nicht weht, sollten sich an der Börse Preisspitzen bilden, womit konventionelle Kraftwerke theoretisch ihre Rentabilität erwirtschaften können (vgl. Abschnitt 2.2). Die Preisspitzen gehen in den vergangenen Jahren jedoch sowohl in Höhe und Häufigkeit zurück. Gründe hierfür können der Zeitbedarf zur Bereinigung von Kapazitäten und staatliche Interventionen gegen den Abbau von Kapazitäten (z.B. Abschaltverbot) sowie eine konjunkturell bedingt schwächere Stromnachfrage sein.

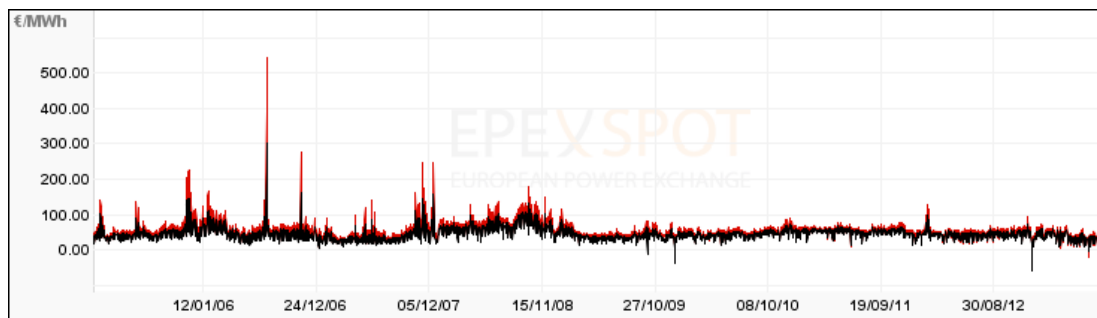


Abbildung 4: Spotpreise an der EEX bzw. EPEX SPOT (rot: PHELIX Peak, schwarz: PHELIX base). Quelle: www.eex.com

2.4 Überblick über die Versorgungskapazitäten in der Schweiz

Um die Auswirkungen der beeinträchtigten Rentabilität konventioneller Kraftwerke auf die Versorgungssicherheit in einem grösseren Rahmen erfassen zu können, wird nachfolgend die Entwicklung des Verbrauchs und der Kraftwerkskapazitäten in der Schweiz zusammengefasst dargestellt.

In den Jahren 2000 bis 2012 stieg die in jedem Jahr auftretende Lastspitze von 9'000 MW auf etwa 10'700 MW an. Demgegenüber blieb die pro Jahr erreichte Höchstleistung aller Schweizer Kraftwerke mit rund 12'500 MW etwa konstant. Die installierte Kraftwerkskapazität stieg im gleichen Zeitraum nur marginal von 13'200 MW auf 13'770 MW, wobei die Kapazität der Schweizer Kernkraftwerke von 3'162 MW auf 3'278 MW zunahm. Die Höchstleis-

tung entsprach allerdings nicht der installierten Kapazität, weil insbesondere aufgrund von Wartungen nicht immer alle Kraftwerke zur Verfügung stehen. Der Anstieg der Lastspitzen wurde durch eine Zunahme der Stromimporte gedeckt. So entwickelte sich die jährlich erreichte maximale Importleistung von 2'000 MW im Jahr 2000 auf 3'000 MW im Jahr 2012. Im Jahr 2005 betrug dieser Wert sogar 5'200 MW. (Bundesamt für Energie, 2013 b). Eine weitere Zunahme der Lastspitzen müsste durch noch stärkere Importe gedeckt werden, insbesondere dann, wenn der geplante Ausstieg aus der Kernkraft umgesetzt wird, der zu einem Verlust von derzeit 24% der Schweizer Kraftwerkskapazität führt. Dabei gilt es zu bedenken, dass die Kapazitäten der Stromleitungen, die in die Schweiz führen, beschränkt sind und teilweise auch als Transitkapazitäten dienen. Die von der Swissgrid veröffentlichten technisch verfügbaren Importkapazitäten schwankten im Jahr 2012 zwischen 5'800 MW und 6'800 MW³.

2.5 Aktuelle Diskussion über Kapazitätsmechanismen als Lösungsansatz

Zur Sicherstellung ausreichender Kapazitäten trotz sinkender Rentabilität wird unter anderem die Einführung von Kapazitätsmechanismen diskutiert. Ihre Grundidee besteht darin, dass auch durch die bloße Bereitstellung von Produktionskapazitäten Erträge erwirtschaftet werden können. Damit sollen Anreize für Kraftwerksbetreiber geschaffen werden, Reserveleistung vorzuhalten. Die möglichen Varianten sind dabei vielfältig, zu nennen sind die strategische Reserve, Leistungsverpflichtungen für schwankende, nicht steuerbare Stromproduktion, dezentrale Leistungsverpflichtung für Versorger oder Endverbraucher und systemweite zentrale Kapazitätsmärkte.

Kapazitätsmechanismen stellen jedoch einen Eingriff in den Markt dar und können zu unerwünschten Wettbewerbsverzerrungen und Umverteilungen führen. So generieren Kapazitätsszahlungen Einnahmen für die betreffenden Anlagen, gleichzeitig sinken aber durch Kapazitätsmechanismen die Preise auf den Grosshandelsmärkten. Dies führt zu geringeren Einnahmen bei denjenigen Anlagen, welche keine Kapazitätsszahlungen erhalten. Die verschiedenen Varianten der Kapazitätsmechanismen unterscheiden sich dabei hinsichtlich ihrer Wirkung. Bei einer schlechten Ausgestaltung der Kapazitätsmechanismen kann der Nettoeffekt gar negativ ausfallen. Grundsätzlich gilt: Je umfassender der Mechanismus, umso höher ist die Komplexität und damit die Gefahr von Ausgestaltungsfehlern (Frontier, 2013 (a), S. 10 - 13). Ebenfalls zu beachten ist die Höhe des direkten Aufwands für die Einführung und Abwicklung von Kapazitätsmechanismen, die sowohl auf staatlicher Seite wie auch auf Seiten der Elektrizitätsversorgungsunternehmen anfallen.

Anstatt Kapazitätsmärkte zur Minimierung der Marktverzerrung einzuführen, sollte in erster Linie versucht werden, die Ursachen für die Verzerrungen zu beseitigen. Kapazitätsmechanismen sollten als zweitbeste Lösung nur dann eingeführt werden, wenn die Ursachen der Verzerrungen ausserhalb des Einflussgebietes der Schweizer Politik liegen und/oder die akut knappe Leistungsvorhaltung Kapazitätsmechanismen als Überbrückungsmassnahme notwendig machen (Frontier, 2013 (b), Folie 18).

³ Swissgrid, http://www.swissgrid.ch/swissgrid/de/home/experts/topics/congestion_management/ntc_values/monthly_ntc_values.html

2.6 Kapazitätsmechanismen in den Nachbarländern

Zurzeit werden in den Nachbarstaaten Kapazitätsmechanismen diskutiert oder sind bereits eingeführt, damit ausreichend in systemstützende Kraftwerke investiert wird und sie nicht mangels ausreichender Rentabilität vom Netz genommen werden müssen. Diese Massnahmen führen wie in Abschnitt 2.5 gezeigt in der Schweiz zu weiteren Marktverzerrungen, wodurch die Rentabilitätsaussichten der Schweizer Kraftwerke weiter verringert werden. Nachfolgend wird auf die Regelungen und Vorschläge in den Nachbarländern eingegangen.

2.6.1 Deutschland

Im Winter 2011/2012 kam es gemäss dem Bericht der Bundesnetzagentur (Bundesnetzagentur 2012) mehrfach zu kritischen Situationen im deutschen Stromnetz. Grund dafür waren die Auswirkungen der Stilllegung von acht Kernkraftwerken mit insgesamt 8.5 GW Leistung im März 2011 und die stark zunehmende Einspeisung von Elektrizität aus fluktuierenden erneuerbaren Energieträgern (15 GW an zugebauter Photovoltaik in 2010 und 2011). Um die Gefahr von kritischen Netzsituationen zu minimieren und die Versorgungssicherheit zu gewährleisten, hat der deutsche Gesetzgeber Vorschriften zur transparenten Beschaffung von Reservekapazitäten und zur Stilllegung von Kraftwerken erlassen. Diese Vorschriften finden sich in der Ende 2012 in Kraft getretenen Novellierung des Energiewirtschaftsgesetzes und in der Reservekraftwerksverordnung vom 6. Juli 2013. Die Massnahmen sind bis Ende 2017 befristet und beinhalten im Wesentlichen⁴:

- Die Systemsicherheit wird jährlich durch die Übertragungsnetzbetreiber und die Bundesnetzagentur überprüft.
- Bei Bedarf können die Übertragungsnetzbetreiber Reservekapazitäten durch Ausschreibungen beschaffen.
- Stilllegungen von Kraftwerken ab 10 MW Leistung müssen mindestens ein Jahr im Voraus gemeldet werden. Wenn die Bundesnetzagentur die „Systemrelevanz“ eines solchen Kraftwerks feststellt, kann der Kraftwerksbetreiber gegen eine Kostenerstattung zum Weiterbetrieb verpflichtet werden.
- Die Übertragungsnetzbetreiber haben die Möglichkeit, in Ausschreibungen abschaltbare Lasten zu beschaffen.

Der BDEW kritisiert das erwähnte Abschaltverbot als „keine adäquate Reaktion auf die wirtschaftlichen Probleme“ (BDEW, 2013). Er schlägt eine strategische Reserve als Übergangslösung vor, die eine Weiterentwicklung der bisherigen Kaltreserve darstellt. Zudem fordert der BDEW, dass bis im Jahr 2015 geklärt wird, ob nach 2020 ein Kapazitätsmarkt notwendig ist (BDEW, 2012 b). Am 27. September 2013 legte der BDEW der deutschen Bundesregierung eine Branchenlösung zur Weiterentwicklung des Energiemarktes vor (BDEW, 2013 c). Die Förderung der Erneuerbaren soll grundlegend reformiert werden, indem die erneuerbaren Energien Systemverantwortung übernehmen müssen. In Ergänzung zum Energiemarkt soll ein dezentraler Leistungsmarkt geschaffen werden, an welchem auch ausländische Kraftwerke teilnehmen können. Die Staaten in Zentralwesteuropa sollen sich dabei über einen gemeinsamen Rahmen zur Sicherung ausreichender Kapazitäten verständigen.

⁴ Deutsches Wirtschaftsministerium, <http://www.bmwi.de/DE/Service/gesetze,did=22154.html>
<http://www.bmwi.de/DE/Service/gesetze,did=586772.html>

2.6.2 Österreich

Zurzeit existiert kein Kapazitätsmarkt in Österreich und es gibt auch keine Pläne für eine Einführung. Der Branchenverband Oesterreichs Energie sieht zusammen mit dem deutschen BDEW und dem VSE eine weitgehend harmonisierte, länderübergreifende Lösung vor. Dabei sollen marktorientierte Lösungen bevorzugt werden, da ansonsten die Gefahr besteht, dass das Marktsignal des gesamten Marktgebietes verzerrt wird und dadurch volkswirtschaftliche Ineffizienzen bzw. Mehrkosten entstehen (Oesterreichs Energie, BDEW, VSE, 2013, S.1).

2.6.3 Frankreich

In Frankreich soll ein Kapazitätsmechanismus eingeführt werden, um die Versorgungssicherheit während Lastspitzen zu gewährleisten. Als Rahmen dient ein Dekret des französischen Umweltministeriums vom Dezember 2012, das im Moment präzisiert wird.⁵ Demnach müssen die französischen Stromversorger ab 2015 nachweisen können, dass sie die Nachfrage auch zu Zeiten von Spitzenlasten jederzeit decken können. Dafür müssen die Stromversorger sog. „Kapazitätsgarantien“ erwerben. Möglich sind zwei Vorgehensweisen:

- Kauf von Kraftwerkskapazitäten („positive Kapazitätsgarantien“), wobei die Verfügbarkeit der Kapazitäten zertifiziert wird.
- Entwicklung von kommerziellen Produkten und technischen Lösungen zum Lastmanagement, so dass die Bereitstellung von Lastreduzierungskapazitäten von den Kunden an die Stromversorger verkauft werden kann („negative Kapazitätsgarantien“). Die Verfügbarkeit dieser Kapazität soll ebenfalls zertifiziert werden.

2.6.4 Italien

Italien kennt als provisorischen Kapazitätsmechanismus Kapazitätsszahlungen, die 2004 als Übergangslösung eingeführt wurden. Es wird die Bereitstellung von Kapazität an ex ante festgelegten „kritischen Tagen“ vergütet. Die fixe Vergütung basiert auf einer „day ahead“ Vorhersage des Marktpreises. 2017 soll ein neuer Kapazitätsmarkt-Mechanismus eingeführt werden. Dieser soll auf Auktionen beruhen und sieht eine Vergütung pro MW-Leistung vor.⁶

2.6.5 EU

Der EU-Energiekommissar hat im Winter 2012/13 eine sogenannte öffentliche Konsultation zu den Themen Angemessenheit der Stromerzeugung, Kapazitätsmechanismen und Elektrizitätsbinnenmarkt durchgeführt. Auslöser war die Sorge um das Funktionieren des Europäischen Elektrizitätsbinnenmarkts und das aktuelle schlechte Investitionsklima für Kraftwerkskapazitäten. Das Ziel der Konsultation war festzustellen, ob Anpassungen des Binnenmarktes zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit überhaupt notwendig sind.

Im Mai 2013 hat EU-Kommissar Günther Oettinger auf einer Veranstaltung⁷ der europäischen Regulatoren (ACER) sinngemäss gesagt, dass die national angedachten und bereits umgesetzten Massnahmen zu Kapazitätsmärkten und Angemessenheit der Stromerzeugung

⁵ Französisches Umweltministerium, <http://www.developpement-durable.gouv.fr/Le-mecanisme-de-capacite,30512.html>

⁶ Energia Concorrente, <http://www.energiaconcorrente.it/images/documenti/20130207%20UE%20Consultation%20on%20adequacy.pdf>

⁷ http://europa.eu/rapid/press-release_SPEECH-13-432_en.htm

die „grenzüberschreitenden Vorteile unseres Markts vernachlässigen“ sowie die „Vorteile des Europäischen Energiemarktes gefährden und die Uhr rückwärts drehen“.

3. Massnahmen / Forderungen an den Bund

Im Zuge der Umsetzung der Energiestrategie 2050 soll die Unterstützung für die Nutzung erneuerbarer Energien massgeblich ausgebaut werden. Wie in Abschnitt 2 gezeigt, können geförderte Anlagen aus dem Ausland bereits heute preissetzend wirken und so die Rentabilität bestehender, systemstützender Anlagen und damit letztendlich die Versorgungssicherheit gefährden. Diesen Effekten kann mit den nachfolgend vorgeschlagenen Massnahmen entgegengewirkt werden. Diese Massnahmen stellen gleichzeitig Forderungen an den Bund dar. Denn nur der Bund kann im Rahmen der Energiestrategie 2050 bei der Förderung der erneuerbaren Energien mit geeigneten Fördersystemen Fehlentwicklungen wie in Deutschland vermeiden und nur der Bund kann mit der EU ein Energieabkommen aushandeln.

Die Förderung von Strom aus bestimmten Quellen bedeutet in jedem Fall einen Markteingriff mit Folgen für die nicht geförderten Anlagen (vgl. 2). Daher soll mit der Förderung einerseits gesamtwirtschaftlich optimales Verhalten erzielt werden, um Fehlallokationen der eingesetzten Mittel zu vermeiden. Andererseits ist die Förderung von Beginn weg so auszugestalten, dass sie Marktverzerrungen minimiert und Investitionen in nicht subventionierte systemstützende Kraftwerke nicht behindert (VSE, 2013 b).

Die vorgeschlagenen Massnahmen / Forderungen an den Bund stützen sich auf bisher formulierte Positionen und Forderungen des VSE.

3.1 Förderung der Erneuerbaren mit dem Ziel der Marktintegration und Übernahme von Systemverantwortung

Massnahme / Forderung an den Bund:

1. Bei der Förderung der Stromproduktion mit erneuerbaren Energien müssen die eingesetzten Fördermittel effizient genutzt und aufgrund des Beitrags der jeweiligen Technologie zur zeitgerechten Deckung des Strombedarfs ausgerichtet werden. Entsprechend muss die Förderung Anreize für marktgerechtes Verhalten, die Wahl der optimalen Technologie sowie den optimalen Investitionszeitpunkt enthalten.

2. Steuerbare Produktion, nicht-steuerbare Produktion, Speicherung und Netze müssen aufeinander abgestimmt ausgebaut werden. Die für die neue Erschliessung von erneuerbaren Energiequellen notwendigen Netzverstärkungen und weitere Systemintegrationskosten sind zukünftig verursachergerecht bei der Ausgestaltung der KEV zu berücksichtigen und über die KEV zu finanzieren.

Begründung:

Zu 1: Der VSE erachtet die Förderung von erneuerbaren Energien als wichtig, der Mitteleinsatz muss jedoch effizient erfolgen. Priorität bei der Förderung hat die Optimierung der bestehenden KEV (VSE, 2012 b). Ziel der Förderung muss jedoch ein Übergang zu einem Marktmodell sein (VSE, 2012 c). So muss beispielsweise die zeitliche Komponente bei der Festlegung der Vergütungstarife berücksichtigt werden. Es soll dann produziert werden, wenn die Nachfrage hoch ist. Entsprechend sollen Förderinstrumente Anreize für innovative Lösungen enthalten, um Angebot und Nachfrage aufeinander abzustimmen, z.B. indem

dezentrale Kraftwerke mit Speichern verbunden⁸ oder die Möglichkeiten im Bereich von „Smart Buildings“ ausgeschöpft werden (VSE, 2012 b). In diesem Zusammenhang können auch Anreize zu möglichst treffsicheren Erzeugungsprognosen zweckdienlich sein (Frontier, 2013 a). Der Beitrag der erneuerbaren Technologien zur Energieproduktion drückt sich nicht nur in der absolut produzierten Menge aus, sondern auch in seiner energiewirtschaftlichen Qualität. Technologien, welche durch geeignete Produktionscharakteristika wie Steuerbarkeit und/oder Flexibilität einen besonders wertvollen Beitrag zur Versorgung leisten, sollen auch entsprechend gefördert werden.

Als weiteren Beitrag zum Funktionieren der elektrizitätswirtschaftlichen Systeme sollen die Zeitpunkte für die Investitionen unter Berücksichtigung des Kapazitätsbedarfs des Gesamtmarkts gewählt werden. Weiter sind Anreize zu schaffen, welche die optimale Wahl der Technologie zur möglichst bedarfsgerechten, marktnahen Einspeisung honorieren (Frontier, 2013 a).

Zu 2: Gemäss der Vernehmlassung zur Energiestrategie 2050 (VSE, 2013 a) setzt die prioritäre Sicherstellung der Versorgungssicherheit eine Gesamtsystembetrachtung voraus. Es braucht einen integralen regulatorischen Rahmen, welcher die Bereiche Produktion (steuerbar und nicht steuerbar), Speicherung und Netze so miteinander verknüpft, dass die Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt gewährleistet werden kann. Das bedeutet insbesondere, dass diese Elemente synchron und aufeinander abgestimmt ausgebaut werden müssen. Dabei sollen auch Rechtssicherheit und Investitionsanreize für Smart Meters und Smart Grid sowie Netzausbau und Netzverstärkungen für dezentrale Erzeugung und Speicherung geschaffen werden (VSE, 2012 b). Die für die Erschliessung von neuen erneuerbaren Energiequellen notwendigen Netzverstärkungen und weitere Systemintegrationskosten sind verursachergerecht bei der Ausgestaltung der KEV zu berücksichtigen. Nur unter Einbezug aller relevanten Kosten kann das Fördersystem optimiert werden. Beispielsweise können PV-Anlagen an hochalpinen Standorten hohe Netzanbindungskosten verursachen und die produzierte Kilowattstunde damit trotz der markant höheren Energieausbeute gleich teuer sein, wie diejenige aus Anlagen in Industriegebieten mit vergleichsweise geringerer Ausbeute, aber deutlich tieferen Anbindungskosten. Weiter sind auch diese Kosten dem KEV-Fonds zu belasten und dürfen nicht mehr den allgemeinen Systemdienstleistungskosten angelastet werden. Diese Regelung soll unter Berücksichtigung der Rechtssicherheit nur auf neue Anlagen Anwendung finden. Weiter wahrt diese Regelung das bestehende Ausspeiseprinzip, da die Netzintegrationskosten mit der KEV über einen Zuschlag auf die Netznutzungsentgelte finanziert werden und nicht wie eine Kraftwerkskomponente (G-Komponente) den Erzeugungsanlagen. Vom Ausspeiseprinzip soll nicht abgewichen werden, hingegen ist die Überprüfung der Berechnung der Netznutzungsentgelte im Hinblick auf die Eigenverbrauchsregelung⁹ in Richtung einer stärkeren Leistungsorientierung notwendig.

⁸ Die Motion 13.3749, „Erneuerbare Energien tragen zur Versorgungssicherheit bei“ vom 19. September 2013 von Hans Killer zielt in diese Richtung.

⁹ Parlamentarische Initiative 12.400 «Freigabe der Investitionen in erneuerbare Energien ohne Bestrafung der Grossverbraucher» und Botschaft zum ersten Massnahmenpaket der Energiestrategie 2050 des Bundesrates vom 4. September 2013

3.2 Wettbewerbsfähigkeit der Grosswasserkraft

Massnahme / Forderung an den Bund:

3. Die Wettbewerbsfähigkeit der Grosswasserkraftwerke im massgebenden europäischen Markt ist sicherzustellen. Können die existenzbedrohenden Folgen von Strommarktverzerrungen für die Grosswasserkraft nicht anderweitig beseitigt werden, ist die Grosswasserkraft in die Förderung der erneuerbaren Energien einzubeziehen, um Nachteile im europäischen Wettbewerb auszugleichen.

Begründung:

Zu 3: Mit der Wasserkraft besitzt die Schweiz eine wertvolle erneuerbare heimische Energiequelle, die heute rund 60 % der inländischen Erzeugung abdeckt. Wie in Abschnitt 2.3 gezeigt, ist jedoch bereits heute bei einigen Grosswasserkraftwerken die Rentabilität gefährdet. Da sich mit Grosswasserkraftwerken im Vergleich zu anderen erneuerbaren Quellen vergleichsweise günstig Strom produzieren lässt, der insbesondere im Falle der Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke darüber hinaus noch steuerbar und äusserst flexibel ist, muss aus ökonomischer und versorgungstechnischer Sicht die Wettbewerbsfähigkeit der Grosswasserkraft sichergestellt werden. Die wertvolle heimische Wasserkraft darf aus Klimaschutzgründen weder von fossilen Kraftwerken noch von geförderten, nicht steuerbaren Erneuerbaren verdrängt werden (vgl. 3.1). Entsprechend stellen der Erhalt und der Ausbau der schweizerischen Wasserkraft auch eines der Ziele der Energiestrategie 2050 des Bundes dar.

Der VSE steht für einen verzerrungsfreien Markt ohne Subventionen ein. Dieser erbringt langfristig – bei Berücksichtigung der CO-Emissionen – die effizientesten Resultate (VSE, 2012 b). Indes besteht in der Schweiz wie auch in den für die Schweiz relevanten umliegenden Nachbarländern der politische Wille, erneuerbare Energien mittels KEV zu fördern. Die First-Best-Lösung eines verzerrungsfreien Marktes ohne Subventionen lässt sich daher nicht realisieren, denn das würde der Abschaffung der Förderung in der Schweiz wie auch in den für die Schweiz relevanten umliegenden Nachbarländern gleichkommen. Da eine Förderung von erneuerbaren Energien mit der KEV politisch gewollt ist, hat diese – als Second-Best-Lösung – möglichst verzerrungs- und diskriminierungsfrei zu erfolgen, damit die effizientesten erneuerbaren Anlagen eingesetzt werden (vgl. 3.1). Dies bedeutet, dass die gesamte Wasserkraft bei der Förderung berücksichtigt werden muss. Wasserkraftwerke nutzen die erneuerbare Energie Wasser, die Unterscheidung in Klein- und Grosswasserkraft anhand der installierten Leistung ist willkürlich. Bei der Förderung sollte das Ziel viel mehr darin bestehen, die eingesetzten Mittel so nutzbringend wie möglich einzusetzen und die vom Gesichtspunkt der Versorgungssicherheit beste Nutzung zu fördern (vgl. 3.1). Um die Wettbewerbsfähigkeit der Wasserkraft zu erhalten, stellt ihr Einbezug in die Förderung eine Möglichkeit dar, wenn die verzerrende Wirkung der Förderung der Erneuerbaren im Ausland nicht innert nützlicher Frist beseitigt werden kann. Die Ausweitung der Förderung der Grosswasserkraft stellt eine Abweichung zur Forderung des Positionspapier VSE zur Förderung erneuerbarer Energien, Punkt d (VSE, 2012 c) dar. Dort wurde die Forderung gestellt,

die Förderung von 10 auf 20 Megawatt Leistung zu erhöhen. Die neueren Entwicklungen (vgl. 2) rechtfertigen jedoch eine Streichung dieser Grenzen.¹⁰

3.3 EU-Binnenmarkt und Kapazitätsmechanismen

Massnahme / Forderung an den Bund:

4. Es sind EU-kompatible Marktbedingungen für alle Akteure zu schaffen und die Schweiz ist über ein Energieabkommen in den EU-Binnenmarkt zu integrieren.

5. Für die Integration der Schweiz in den EU-Binnenmarkt ist der Ausbau der Übertragungsnetze mit der EU mit einem Masterplan abzustimmen.

6. Bei Einführung eines einheitlichen Kapazitätsmechanismus in der EU oder bei Einführung von unterschiedlichen Kapazitätsmechanismen in den für den Stromaustausch relevanten Nachbarländern, soll die Schweiz

- a. sich bei der Ausgestaltung einbringen,
- b. fallweise prüfen, ob und wie sie sich an diesen Kapazitätsmechanismen beteiligt.

7. Nachfolgende Kriterien soll die Schweiz bei der Mitarbeit an einem Kapazitätsmechanismus (6.a) verfolgen bzw. bei einer Entscheidung über eine Beteiligung (6.b) beachten: Diskriminierungsfreiheit, Verfolgung der klimapolitischen Ziele durch eine wirksame Besteuerung der Treibhausgasemissionen, Anpassungsfähigkeit, Reversibilität, Marktnähe, Beachtung des Subsidiaritätsprinzips und geringer Staatseingriff.

Begründung:

Zu 4: Gemäss Positionen und Argumente zur Energiestrategie 2050 (VSE, 2012 b) haben sich alle Akteure am Marktpreis zu orientieren und Marktkräfte (Preissignale, Allokation von Ressourcen etc.) sind weitgehend zu nutzen. Das bedeutet u.a. auch, dass darauf hingewirkt wird, die Nachfrage preiselastischer zu gestalten. In der Position des VSE zur vollständigen Marktöffnung (VSE, 2013 b) wurde entsprechend festgehalten, dass der VSE diese unter gewissen Bedingungen unterstützt. Eine davon ist, dass im Energiebereich minimale, dafür aber langfristig verlässliche regulatorische Vorgaben hohe Rechtssicherheit schaffen müssen, die regulatorischen Vorgaben auf den Netzbetrieb zu beschränken sind und das Wahlmodell der abgesicherten Grundversorgung (WAS-Modell, Art. 7 StromVG) nicht reguliert und an den Markt ausgerichtet werden soll.

Die marktwirtschaftliche Grundausrichtung soll die EU-Kompatibilität gewährleisten. Dies ist für die Schweiz von hoher Bedeutung, da sie während der Umsetzung der Energiestrategie 2050 des Bundesrates für die Energieversorgung substantiell auf die EU angewiesen sein wird (vgl. VSE, 2012 (a), S. 99ff.). Bei den Verhandlungen zu einem Energieabkommen mit der EU können die vorhandenen und geplanten Speicher- und Pumpspeicherkraftwerke von Vorteil sein. Beispielsweise wird in einer Studie (Bundesamt für Energie, 2011, S. 133) darauf hingewiesen, dass die Schweiz mit den Wasserkraftspeicherkapazitäten interessante Potenziale für die Bereitstellung von Regenergie für die internationale Produktion von

¹⁰ Ist der Grundsatzentscheid 0 gefällt, ist die Förderung im Einzelnen festzulegen, bspw. kann nur auf der Grundlage derjenigen Energie eine Unterstützung gewährt werden, die aus natürlichen Zuflüssen produziert wurde, analog zum Vorgehen bei der Stromkennzeichnung. Das bedeutet, dass die Pumpenergie in Abzug gebracht werden muss (Bundesamt für Energie (2012 c)).

Strom aus erneuerbaren Quellen aufweist. Es wird empfohlen, als Verhandlungsoption diese Regellenergiekapazitäten ins Spiel zu bringen, um dafür tiefere Ausbauziele zu erhalten.

Zu 5: Für den Stromaustausch mit der EU, bzw. mit den für die Schweiz relevanten Handelspartnern ist die dafür notwendige Infrastruktur bereit zu stellen (vgl. 2.4). Dies ist eine Notwendigkeit, die sowohl vom Bundesrat (für viele: UVEK, 2013¹¹) wie auch der Swissgrid verschiedentlich kommuniziert wurde.

Zu 6: Wenn in der EU ein einheitlicher Kapazitätsmechanismus eingeführt wird oder in den für den Stromaustausch relevanten Nachbarländern je unterschiedliche Kapazitätsmechanismen eingeführt werden, so senkt dies die Preisspitzen auf dem für die Schweiz relevanten Strommarkt (siehe 2.5). Ohne entsprechendes Abkommen können die Schweizer Kraftwerke auf diesen Kapazitätsmärkten aber nicht mitbieten und somit keine Einnahmen über Kapazitätzahlungen generieren. Es ist deshalb in Abwägung dieser und weiterer Auswirkungen fallweise zu prüfen, ob sich die Schweiz an allfälligen Kapazitätsmechanismen der EU oder denjenigen der relevanten Nachbarländer beteiligen soll. Beispielsweise könnte es der Schweiz ermöglicht werden, an einem dezentralen Kapazitätsmarkt teilzunehmen, wie ihn der BDEW (BDEW 2013 c; vgl. 2.6.1) vorschlägt. Dabei ist zu bedenken, dass Kapazitätsmechanismen einen schweren Eingriff in den Markt darstellen, dessen Folgen kaum in der gesamten Tragweite vorhergesehen werden können.

7. Bei der Einführung von Kapazitätsmechanismen sind die nachfolgend angeführten Kriterien einzuhalten:

- Diskriminierungsfreiheit: In- und ausländische Anbieter müssen gleichlange Spiesse erhalten, dies sorgt langfristig für den effizientesten Mitteleinsatz.
- Verfolgung der klimapolitischen Ziele durch eine wirksame Besteuerung der Treibhausgasemissionen: Bei einem ungenügenden CO-Regime der EU besteht die Gefahr, dass bei einer Beteiligung an einem EU-Kapazitätsmarkt der Spitzenbedarf in der Schweiz zunehmend durch ausländische fossile Erzeugungsanlagen abgedeckt wird. Dies ist mit Blick auf den Klimaschutz klar abzulehnen, denn mit Speicher- und Pumpspeicherkraftwerken besteht eine klimafreundliche Alternative. Ein Beitritt zu einem Kapazitätsmarkt erfordert deshalb eine gegenüber heute wirksame Internalisierung der negativen Effekte der Treibhausgase durch fossile Stromproduktion (vgl. beispielsweise Europäisches Parlament, 2013).
- Anpassungsfähigkeit und Reversibilität: Ein Eingriff in die heutige Gestaltung des Strommarktes löst Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Systemelementen aus, die sich ex-ante nur schwer vollständig voraussagen lassen. Auch wird sich der Strommarkt selbst ohne Einführung eines Kapazitätsmechanismus dynamisch weiterentwickeln, sei es getrieben durch technischen Fortschritt oder durch gesellschaftliche oder wirtschaftliche Veränderungen. Angesichts dieser Tatsachen muss sich ein Kapazitätsmechanismus nach seiner Einführung an die neuen Gegebenheiten anpassen oder – falls angezeigt – wieder aufheben lassen.

¹¹ Diskutiert wurde u.a. die Einbindung des schweizerischen Stromnetzes in das Europäische.

- Marktnähe: Die Effizienzvorteile des Marktmechanismus sind unbestritten. Zentrale Aufgabe des Strommarktes ist es, Angebot und Nachfrage zum Ausgleich zu bringen und Preise als zentrales Knappheitssignal zu generieren. Bei dynamischer Sichtweise führt der Wettbewerb als Entdeckungsverfahren auch langfristig zu Effizienzfortschritten. Entsprechend strebt die Politik einen „wettbewerbsorientierten Elektrizitätsmarkt“ (Art. 1 Abs. 1 StromVG) an, um so unter anderem die Innovation in der Elektrizitätsbranche und das Wachstum der gesamten Schweizer Wirtschaft zu begünstigen (Bundesrat, 2004, S.1642). Die Orientierung am Markt, die auch vom VSE unterstützt wird (VSE, 2010), ist so weit als möglich beizubehalten.
- Subsidiarität: Die Strombranche ist mit den komplexen Eigenheiten und Herausforderungen der Stromversorgung unmittelbar vertraut und vermag praxistaugliche Lösungen zu entwickeln. Dieses vorhandene Wissen soll optimal genutzt werden, indem das Prinzip der Subsidiarität, das sich in anderen Bereichen seit langem bewährt hat, auch bei einem Kapazitätsmechanismus zum Tragen kommen muss.
- Geringer Staatseingriff: Je umfassender ein Kapazitätsmechanismus, desto höher auch die Komplexität und das Risiko von Gestaltungsfehlern (Frontier, 2013 (a), S. 11). Entsprechend müssen Lösungen mit minimalsten Eingriffstiefen gewählt werden. Für minimale Eingriffstiefe spricht zudem, dass Staatseingriffe in der Regel Verzerrungen des Marktes mit entsprechenden negativen Auswirkungen für die Gesamtwirtschaft mit sich bringen und mit weiteren Staatseingriffen korrigiert werden müssen.

4. Literaturverzeichnis

BDEW (2012): Strategische Reserve – BDEW legt Vorschlag für eine Brückenlösung vor, Medienmitteilung vom 1. Oktober 2012.

BDEW (2013 a): Erneuerbare Energien und das EEG – Fakten, Zahlen, Graphiken, 2013.

BDEW (2013 b): BDEW-Statement zur Eiszeit beim Neubau von Kraftwerken, Medienmitteilung vom 16. Juli 2013.

BDEW (2013 c): Der Weg zu neuen marktlichen Strukturen für das Gelingen der Energiewende, Positionspapier, Berlin 18. September 2013.

Bundesamt für Energie (2000): Grundlagen zur Ermittlung der Gestehungskosten von Kleinwasserkraftwerken nach Art. 7 Abs. 4 EnG.

Bundesamt für Energie (2011): Szenarien für die EU-RES-Zielerreichung durch die Schweiz.

Bundesamt für Energie (2013 a): Statistik der Wasserkraftanlagen der Schweiz, Stand 1.1.2013.

Bundesamt für Energie (2013 b), Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2012.

Bundesamt für Energie (2012 c): Leitfaden Stromkennzeichnung Vollzugshilfe für Energieversorgungsunternehmen zu den Bestimmungen über die Kennzeichnung von Elektrizität (Energiegesetz Artikel 5a und Energieverordnung Artikel 1a-1c + Anhang 4), Version 4.1 vom Januar 2012.

Bundeskartellamt (2011): Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromhandel – Bericht gemäss § 32e Abs. 3 GWB.

Bundesnetzagentur (2012): Bericht zum Zustand der leitungsgebundenen Energieversorgung im Winter 2011/2012, 3. Mai 2012.

Bundesrat (2004): Botschaft zur Änderung des Elektrizitätsgesetzes und zum Stromversorgungsgesetz vom 3. Dezember 2004.

Ernst Basler + Partner (2009): Überblick finanzielle Kenngrößen der Schweizer Wasserwirtschaft. Bundesamt für Umwelt.

Europäisches Parlament (2013): Der Emissionshandel ist eines der wichtigsten Werkzeuge der Europäischen Union bei der Bekämpfung des gefährlichen Klimawandels und der Umstellung auf eine CO₂-freie Wirtschaft. Die EU plant eine strukturelle Reform und Reform des Emissionshandels anzugehen. Mitteilung vom 3. Juli 2013.

Frontier (2013 a): Strommarktdesign in der Schweiz – Welche Lehren bieten internationale Erfahrungen?

Frontier (2013 b): Strommarktdesign in der Schweiz – Welche Lehren bieten internationale Erfahrungen? Abschlussworkshop mit VSE.

KWO (2013): Geschäftsjahr 2012 – Schwieriges Marktumfeld erfordert Anpassungen an Investitionsprojekten, Medienmitteilung vom 20. Juni 2013.

Oesterreichs Energie (2013): Diskussionsgrundlage für ein Positionspapier zur aktuellen Entwicklung bei Kapazitätsmechanismen.

Oesterreichs Energie, BDEW; VSE (2013): Energie-Initiative der Alpenländer D-A-CH Deutschland Österreich Schweiz.

UVEK (2013): Bundesrätin Leuthard hat mit deutschen Amtskollegen Energiethemen erörtert, Medienmitteilung vom 14. Februar 2013.

VSE (2010): Themenpapier 1: Ziel eines offenen und EU-kompatiblen Strommarktes.

VSE (2012 a): Wege in die neue Stromzukunft – Gesamtbericht.

VSE (2012 b): Positionen und Argumente zur Energiestrategie 2050, 7. März 2012.

VSE (2012 c): Positionspapier zur Förderung erneuerbarer Energien, 15. Mai 2012.

VSE (2013 a): Vernehmlassung zur Energiestrategie 2050, 25. Januar 2013.

VSE (2013 b): Überarbeitete Position des VSE zur vollständigen Marktöffnung, 24. Mai 2013.

5. Abkürzungsverzeichnis

E-EnG: Änderung des Energiegesetzes, EnG, SR 730.0, Entwurf vom 28. September 2012

EnG: Energiegesetz vom 26. Juni 1998, SR 730.0

KEV: Kostendeckende Einspeisevergütung

