

Diskussionspapier

Strategische Reserve – Absicherung des Energy Only-Markts

Diskussion einer Brückenlösung
zur Absicherung der Versorgungssicherheit
ohne verzerrende Markteingriffe

2. aktualisierte Fassung

Berlin, 25. September 2012

1 Vorbemerkung

Bis zum politischen Beschluss von Frühjahr/Sommer 2011 zur Sofortabschaltung der sieben ältesten Kernkraftwerke plus des KKW Krümmel mit insgesamt rund 8,4 GW installierter Kapazität wurde die Kapazitätssituation in Deutschland im Wesentlichen als ausreichend angesehen.

Seit Sommer 2011 hat die Diskussion um die Vorhaltung ausreichender Kraftwerkskapazitäten in Deutschland dagegen deutlich an Fahrt aufgenommen. Im Wesentlichen sind zwei federführende Treiber zu identifizieren. Einerseits hat die Sofortabschaltung der Kernkraftwerke Süddeutschland besonders getroffen, da fünf der acht abgeschalteten Kraftwerksblöcke südlich der Rhein-Main-Linie stehen. Analysen im Auftrag der Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) haben gezeigt, dass – unabhängig von der gesamtdeutschen Leistungsbilanz – die Systemstabilität in Süddeutschland in Extremsituationen nicht mehr gewährleistet sein könnte. Die Bundesnetzagentur hatte die ÜNB daher beauftragt, bereits für den Winter 2011/12 Reservekraftwerke zu kontrahieren. Gleiches gilt für den Winter 2012/2013. Ein Bedarf wird auch für die folgenden Jahre gesehen.

Unabhängig davon hat der massive Ausbau der Photovoltaik-Kapazitäten von jeweils rund 7,5 GW allein in 2010 und 2011 auf insgesamt rund 25 GW Ende 2011 zusammen mit der weiter voranschreitenden Integration des europäischen Energie-Binnenmarktes dazu geführt, dass die Wirtschaftlichkeit zahlreicher Mittel- und Spitzenlastkraftwerke nicht mehr gegeben ist, weil die Vollbenutzungsstunden – aber noch stärker die Deckungsbeiträge in den bisherigen Mittagsspitzen – rapide gesunken sind und weiter sinken werden.

Seit Mitte 2011 wird aus diesen Gründen verstärkt über Kapazitätsmechanismen diskutiert. Analysen des BDEW zeigen jedoch, dass umfassendere Kapazitätsmechanismen, sofern man sich für deren Einführung aussprechen sollte, wegen des hohen administrativen Aufwands mehrere Jahre Vorlauf benötigen.

Nach Auffassung des BDEW sollte daher die Einführung von Kapazitätsmechanismen gut überlegt sein und ausführlich diskutiert werden. Politische Schnellschüsse sollten vermieden werden. Der Einführung von konkreten Instrumenten sollte eine Diskussion über die zu lösenden Probleme im Zeitablauf und über das Marktmodell der Zukunft vorgeschaltet sein, das sich nicht nur auf die Vorhaltung thermischer Kraftwerkskapazitäten in Ergänzung zur stetig ansteigenden Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien beschränken darf und auch den europäischen Energie-Binnenmarkt in den Blick nehmen muss.

Für eine sachgerechte Vorgehensweise und um für diese Diskussionen genügend Zeit zu haben, empfiehlt der BDEW die Einführung einer Strategischen Reserve als kurzfristig einführbare und kurz- sowie mittelfristig wirksame Versicherung gegen Versorgungsausfälle.

Nachfolgend werden die aktuellen politischen Rahmenbedingungen aufgezeigt und die Charakteristika, Eigenschaften und Grenzen einer Strategischen Reserve dargestellt.

Darüber hinaus hat der BDEW gemeinsam mit Consentec¹ Antworten auf offene Fragen einer praktikabel umsetzbaren Strategischen Reserve formuliert, denen der BDEW-Vorstand am 21. September 2012 zugestimmt hat.

2 Politische Rahmenbedingungen

2.1 „Nationale Autarkie“

Bisher wird die Diskussion in Deutschland – trotz enger Verflechtung mit den Nachbarstaaten und Einbettung in den zusammenwachsenden europäischen Energie-Binnenmarkt – in einer sehr national-zentrierten Sichtweise geführt. Zwar gibt es keine explizite politische Forderung nach nationaler Autarkie. In verschiedenen Ausarbeitungen des bzw. für das Bundeswirtschaftsministerium wird jedoch davon ausgegangen, dass jederzeit ausreichend inländische Kraftwerkskapazitäten vorzuhalten sind, um im Starklastfall die inländische Nachfrage (theoretisch) mit inländischen Stromerzeugungskapazitäten abdecken zu können.

Zu nennen sind in diesem Zusammenhang u.a. die *Energieszenarien für ein Energiekonzept der Bundesregierung* (EWI/Prognos/GWS, August 2010), der *Monitoring-Bericht des BMWi zur Versorgungssicherheit im Bereich der leitungsgebundenen Versorgung mit Elektrizität* (Januar 2011). Auch die aktuelle Studie *Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarkt-Design* des EWI im Auftrag des BMWi (April 2012) geht von einer Deckungsfähigkeit des inländischen Verbrauchs durch inländische Kraftwerke in Höhe von 99 % aus. Vor diesem Hintergrund ist zu erwarten, dass auch der neue Monitoring-Bericht 2012 des BMWi zur Versorgungssicherheit Strom von diesen Annahmen ausgehen wird.

Consentec² hat herausgearbeitet, dass bei einer nationalen Sichtweise auf die Frage der Versorgungssicherheit die Einführung von Kapazitätsmechanismen zwangsläufig ist, während dies aus einer europäischen – oder zumindest supranationalen – Sicht insbesondere bei Vorhandensein einer Flexibilisierung der Nachfrage nicht zwingend erforderlich sein muss.

2.2 Stilllegung nicht wirtschaftlicher Bestandskraftwerke

Da der Strommarkt in Deutschland in der Vergangenheit eher von Überkapazitäten geprägt war, standen bisher auch unter Berücksichtigung einer nationalen Autarkie ausreichend inländische Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung, um – unabhängig von den sich im Binnenmarkt einstellenden Stromflüssen – die inländische Nachfrage jederzeit decken zu können. Mit der Sofortabschaltung der 7+1 Kernkraftwerke 2011 hat sich diese Kapazitätsreserve deutlich reduziert. Nach aktuellen Berechnungen stehen in Deutschland zwar noch ausrei-

¹ Consentec, Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer Strategischen Reserve, Gutachten im Auftrag des BDEW, 21. September 2012

² Consentec, Versorgungssicherheit effizient gestalten – Erforderlichkeit, mögliche Ausgestaltung und Bewertung von Kapazitätsmechanismen in Deutschland, Untersuchung im Auftrag der EnBW AG, Abschlussbericht 07.02.2012

chend Kraftwerkskapazitäten zur Verfügung, um die inländische Nachfrage im Bedarfsfall abdecken zu können, das von ENTSO-E empfohlene Sicherheitsniveau wird jedoch im Winter unterschritten.

Abgemildert wird die derzeitige Situation durch bereits im Bau oder in der Inbetriebnahme befindliche Kohle- und Gaskraftwerke mit einer installierten Kapazität von insgesamt rund 11 GW (mit Datteln 12 GW). Die Inbetriebnahme dieser Anlagen wird bis spätestens 2015 erwartet. Gleichzeitig wird die verbliebene Kapazität an Kernkraftwerken von rund 12 GW sukzessive bis Ende 2022 stillgelegt. Darüber hinaus ist mit der Stilllegung von Bestandskraftwerken entweder aus immissionschutzrechtlichen oder aus wirtschaftlichen Gründen zu rechnen.

Consentec geht als Ergebnis einer Marktsimulation davon aus, dass über den Kernenergie-Ausstieg hinaus 6,5 - 10,5 GW Kraftwerkskapazität innerhalb von ca. zehn Jahren aus wirtschaftlichen Gründen stillgelegt werden. Dies führt lt. Consentec zu einer Kapazitätslücke von 4 - 8 GW, der unter den o.g. Bedingungen entgegengewirkt werden sollte.

Die von Consentec identifizierte Kapazitätslücke könnte noch größer ausfallen, wenn die Stilllegungen aus immissionschutzrechtlichen Gründen sowie die vertraglich vereinbarten Stilllegungen im Zusammenhang mit der Inbetriebnahme von Neuanlagen berücksichtigt werden³.

Darüber hinaus stehen insbesondere die Stromerzeugungsanlagen am hinteren Ende der Merit Order wegen des massiven Zubaus Erneuerbarer Energien unter zunehmendem wirtschaftlichem Druck. Insbesondere der Zubau von rund 15 GW Photovoltaik-Kapazitäten in 2010/2011 hat nicht nur die Beschäftigung der Anlagen verringert, sondern durch die Verringerung der Peak-Offpeak-Spreads als Folge der zunehmenden Präsenz der PV in der Mittagsspitze in einem weitaus größeren Maße die Deckungsbeiträge der Kraftwerke. Die Auswirkungen treffen gleichermaßen die Planungen für Kraftwerksneubauten, die sich unter den gegebenen Rahmenbedingungen nur noch in Ausnahmefällen mit zusätzlichen Einnahmelmöglichkeiten (z.B. durch Wärmeauskopplung) wirtschaftlich darstellen lassen.

Diese Situation wird sich voraussichtlich in den kommenden Jahren noch deutlich verschärfen. Allein für 2012 gehen Experten von 8 - 10 GW Zubau an PV-Kapazitäten aus, die die Wirtschaftlichkeit bestehender Anlagen weiter verschärfen werden. Damit könnte möglicherweise die Verschlechterung der wirtschaftlichen Situation von Kraftwerken als Folge des Ausbaus Erneuerbarer Energien schneller eintreten als es u.a. Consentec noch 2011 für den BDEW⁴ untersucht hat.

³ Aus dem Gutachten wird nicht unmittelbar deutlich, ob diese Effekte berücksichtigt wurden.

⁴ Consentec/IAEW, Bewertung der Flexibilitäten von Stromerzeugungs- und KWK-Anlagen, Untersuchung im Auftrag des BDEW, Abschlussbericht 5.10.2011

2.3 Regionalspezifische Aspekte zur Systemstabilisierung

Die Übertragungsnetzbetreiber hatten im Herbst 2011 auf Bitten der Bundesnetzagentur (BNetzA) in Süddeutschland und Österreich so genannte „Kaltreserve-Kraftwerke“ mit insgesamt rund 1,6 GW Kapazität unter Vertrag genommen, um im Winter 2011/2012 nach Sofortabschaltung der 7+1 Kernkraftwerke die Systemstabilität in Süddeutschland in Extremsituationen beherrschen zu können. Die Kraftwerke mussten von den Übertragungsnetzbetreibern dann auch tatsächlich im Dezember 2011 sowie im Februar 2012 in mehreren Stunden eingesetzt werden.

Als Ergebnis der Analyse der zu erwartenden Kraftwerkskapazitäten im kommenden Winterhalbjahr 2012/2013 empfiehlt die BNetzA den Übertragungsnetzbetreibern in ihrem am 7. Mai 2012 veröffentlichten *Bericht zum Zustand der leitungsgelundenen Energieversorgung im Winter 2011/12*, für den kommenden Winter rund 2 GW an Reservekraftwerken zu kontrahieren und damit umgehend zu beginnen. In Süddeutschland sei im Jahresverlauf 2012 unter Berücksichtigung der bereits bekannten Inbetriebnahmen und Stilllegungen mit einer weiteren Verringerung der Kraftwerkskapazitäten um rund 500 MW zu rechnen, die sich bis 2014 um weitere knapp 300 MW verschärfen werde.

Deren Bedarf basiert weniger auf der gesamtdeutschen Leistungsbilanz als auf der Gewährleistung der regionalen Systemstabilität (z.B. lokale Bereitstellung von Blindleistung) sowie zur Kompensation von Engpässen im Strom-Übertragungsnetz (Redispatch). Es handelt sich hier also mehr um ein netztechnisches als um ein erzeugungsseitiges Problem, dem kurzfristig nur durch Vorhaltung ausreichender Kraftwerksleistung für Extremfälle vorgebeugt werden kann. Die Verwendung dieser Kraftwerke hat damit keinen Einfluss auf den Energiemarkt. Mittel- bis langfristig stellt der Netzausbau neben dem Erhalt oder dem zusätzlichen Aufbau von Kraftwerkskapazitäten ein geeignetes Instrument zur lokalen Bereitstellung von Systemdienstleistungen dar. Die Übertragungsnetzbetreiber belegen im Entwurf des Netzentwicklungsplans 2012, dass insbesondere die geplanten HGÜ-Trassen, an ihren Endpunkten in Bayern und Baden-Württemberg vor Ort in Bezug auf Systemdienstleistungen wie ein Kraftwerk wirken.

Angesichts der im EnLAG sowie im NABEG angelegten Beschleunigung der Planungs- und Genehmigungsverfahren für Strom-Höchstspannungsleitungen werden in den kommenden Jahren sukzessive neue Nord-Süd-Übertragungskapazitäten entstehen, welche das Problem der Gewährleistung von Systemstabilität in Süddeutschland Schritt für Schritt verringern. So entstehen beispielsweise mit der Südwestkuppelleitung sowie mit der Hochtemperaturleiter-Beseilung der Höchstspannungsleitung zwischen Remptendorf und Redwitz bis 2015/2016 mehr als 4.000 MW neue Übertragungskapazitäten zwischen Thüringen und Bayern. Darüber hinaus erscheint es nicht unrealistisch, dass einige der im Entwurf des Netzentwicklungsplans vorgesehenen HGÜ-Trassen bis 2020 realisiert werden. Dies setzt jedoch ein zügiges Gesetzgebungsverfahren für den Bundesbedarfsplan noch vor der Bundestagswahl 2013 sowie anschließend zügige Genehmigungsverfahren voraus.

3 Was kann eine Strategische Reserve leisten – und was nicht?

3.1 Wesentliche Charakteristika einer Strategischen Reserve

Mit Hilfe einer Strategischen Reserve⁵ lässt sich die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit mit in Deutschland belegenen Kapazitäten für einen längeren Zeitraum gewährleisten. Die anfallenden volkswirtschaftlichen Mehrkosten sind äußerst gering. Consentec rechnet beispielsweise für eine Strategische Reserve von 4 GW mit Fixkosten von 35.000 €/MW x Jahr mit Mehrkosten von rund 140 Mio. € pro Jahr⁶ und ECOFYS spricht in einer Studie für das UBA von weniger als 0,1 ct/kWh zusätzlicher Belastung für die Stromkunden. Die genauen Kosten sind abhängig vom Ausgang des Vergabeverfahrens.

Der Mechanismus der Strategischen Reserve kommt mit sehr geringen Eingriffen in den Markt aus. Dem Markt werden nur solche Kapazitäten entzogen, die heute praktisch nicht zum Einsatz kommen. Preisspitzen, die Anreize für neue Investitionen setzen, werden weiter zugelassen. Eine Strategische Reserve eröffnet einerseits die *Möglichkeit*, bietet jedoch andererseits nicht die *Gewähr*, dass Neuanlagen in ausreichendem Umfang angereizt werden.

Eine Strategische Reserve dient nicht dazu, spezielle Anlagen zu begünstigen. Sie ist vielmehr technologieneutral. Sie kann zwar so parametrisiert werden, dass hierdurch zusätzlich bestimmte weitere Zwecke (z.B. Umwelt- und Klimaziele) erreicht werden. Dies ist jedoch nicht erforderlich, weil es für die genannten Ziele jeweils spezielle Instrumente gibt (Immissionsschutz, Emissionszertifikatehandel), die nicht im Konflikt mit der Strategischen Reserve stehen. Da die Strategische Reserve voraussichtlich nur selten abgerufen wird, treten auch kaum Umwelt- und Klimaeffekte auf.

Die Einbeziehung flexibler Nachfrage („demand side response“ und „demand side management“) ist möglich. Je nach Ausgestaltung („regionale Kernanteile“) kann eine Strategische Reserve auch das in Süddeutschland bestehende Problem der Systemstabilität lösen und dabei flexibel an den Netzausbaufortschritt angepasst werden.

Eine Strategische Reserve kann auf einen größeren geographischen Raum als Deutschland bezogen werden. Insbesondere Nachbarstaaten, zu denen kaum oder nur während Starkwindzeiten Kapazitätsengpässe bestehen, können zur Teilnahme eingeladen werden.

Die Strategische Reserve kann sowohl leicht wieder abgeschafft werden, taugt aber auch als Brücke in einem dauerhaften Mechanismus. Es handelt sich also insoweit um eine „no regret“ Maßnahme. Das Ausmaß, in dem die Strategische Reserve in Anspruch genommen wird, kann sogar als ein Indikator dafür herangezogen werden, *ob* ein dauerhafter Kapazitätsanreiz erforderlich ist. *Falls* ein dauerhafter Kapazitätsanreiz erforderlich werden sollte, wäre hierfür in einer fernerer Zukunft – etwa nach 2022 – ein marktbreiter Mechanismus vorzuziehen.

⁵ Eine strategische Reserve kann unterschiedlich ausgestaltet sein. Die nachfolgenden Ausführungen beziehen sich auf die Ausprägung wie von Consentec (siehe Fn. 1) dargestellt.

⁶ Zum Vergleich: Der Bau und die Vorhaltung von moderner neuer Gasturbinen-Kapazität im Open Cycle-Betrieb erfordert Investitionen von ca. 400 €/kW und die Vorhaltekosten aus Abschreibung, Finanzierung, Personal, Instandhaltung, Gasvertragsvorhaltung etc. belaufen sich auf 60-70 €/(kW a), also bei 4 GW auf 250-300 Mio. €/a.

Eine Strategische Reserve ist schnell ins Werk gesetzt und entfaltet in kürzester Zeit Wirkung. Sie kann auch kurzfristig wieder abgeschafft werden.

Wenn Zweifel bestehen, dass ein Energy Only-Markt ausreichende Investitionsanreize liefert – wofür jedoch nach wie vor gute Gründe sprechen –, dann weist eine bestandsorientierte Strategische Reserve im Vergleich zu anderen Kapazitätsmechanismen die mit Abstand größten volks- und energiewirtschaftlichen Vorteile auf.

3.2 Zuverlässige Aufrechterhaltung von Versorgungssicherheit

Gegenwärtig fehlt es an Preissignalen, die Investitionen in den Neubau von in Deutschland gelegenen Erzeugungsanlagen anreizen. Zugleich ist nicht zweifelsfrei klar, ob die Voraussetzungen für entsprechende Preissignale künftig in ausreichendem Maße gegeben sein werden. Zusammen mit dem bis 2014 zu erwartenden Zubau an Kraftwerkskapazitäten kann mittelfristig von einem ausreichenden Kapazitätsbestand ausgegangen werden. Andererseits besteht die Gefahr, dass es gerade bei wenig rentablen Altanlagen zu irreversiblen Marktaustritten kommt. So besteht eine Unsicherheit dahingehend, inwieweit eine jederzeitige Versorgungssicherheit gegeben ist.

Dem vermag eine Ausschreibung einer Strategischen Reserve zuverlässig entgegen zu wirken. Ob ein Kraftwerk Bestandteil der Strategischen Reserve wird und wie hoch die Kapazitätzahlung für die vorgehaltene Leistung ist, bestimmt sich in einem Auktionsverfahren. Aufgrund unterschiedlicher Kostenstrukturen von Alt- und Neuanlagen kommen in einem Auktionsverfahren faktisch zumindest zunächst Bestandskraftwerke zum Zuge, insbesondere solche, die von Stilllegung bedroht sind. Die Strategische Reserve kann so ausgestaltet werden, dass sie für Anlagen, die wirtschaftlich im Markt tätig sind und dadurch die Erzielung nennenswerter Deckungsbeiträge erwarten, nicht attraktiv ist.

Eine Strategische Reserve dient jedoch nicht dazu, zwingend jede einzelne Bestandsanlage am Leben zu erhalten. Erstens ist der Umfang der Reserve nach dem volkswirtschaftlich Notwendigen und nicht nach den einzelwirtschaftlichen Bedürfnissen zu bemessen. Zweitens ist zu erwarten, dass die Flexibilisierung der Nachfrage eine nach und nach zunehmende Rolle spielen wird. Dementsprechend würden sich zunächst die Inanspruchnahme und ggf. später auch der Umfang der Strategischen Reserve verringern. Drittens kann eine Einbeziehung von Kraftwerkskapazitäten angrenzender europäischer Staaten zu Synergien führen. Durch den Verbund wird in jedem einzelnen Land tendenziell weniger Reserve gebraucht.

3.3 Geringe Mehrkosten und geringer administrativer Regelungsbedarf

Die Anlagen in der Strategischen Reserve erhalten neben der Kapazitätzahlung im Einsatzfall nicht den Knappheitspreis, sondern nur ihre variablen Kosten erstattet. Da sie aber zu einem hohen Preis in den Markt geboten werden, um den Marktpreismechanismus in Knappheitssituationen nicht zu verzerren, entstehen entsprechend höhere Erlöse. Die die Strategische Reserve organisierende Stelle setzt diese Erlöse zur Finanzierung des Leistungsentgel-

tes ein. Würde die Strategische Reserve durch die Übertragungsnetzbetreiber koordiniert und die Kosten über die Netzentgelte gewälzt, dann würden die Erlöse die Netzentgelte entlasten.

Die Anlagen in der strategischen Reserve erhalten also nur

- das in der Auktion ermittelte Entgelt für die Bereitstellung von Kapazität in der Nähe der langfristigen Grenzkosten⁷ und
- ein Entgelt für die Betriebskosten der kurzfristigen Einsätze, also für die tatsächlichen variablen Kosten für Anfahren, Betrieb und Abfahren.

Consentec beziffert die volkswirtschaftlichen Kosten einer bestandsorientierten Strategischen Reserve von 4 GW in einer Beispielrechnung mit ca. 140 Mio. €/a.

Eine neuanlagenorientierte Ausschreibung führt dagegen grundsätzlich zu Investitionen, die in einem unverzerrten Markt überflüssig gewesen wären und induziert zugleich künstlich überproportionale Marktaustritte, verschlechtert also sogar die Leistungsbilanz („slippery-slope-Effekt“ / Rutschbahneffekt). Consentec gibt für eine neuanlagenorientierte Ausschreibung von 4 GW volkswirtschaftliche Kosten von 775 Mio. €/a (incl. Ausschreibung für den verdrängten Bestand) an. Zwar stehen die so beanreizten neuen Kraftwerke dem Markt langfristig zur Verfügung. Dies muss volkswirtschaftlich aber kein Vorteil sein: Die entsprechend generierten Markteintritte – und die dadurch ausgelösten Marktverzerrungen – wirken Jahrzehnte nach und können z.B. nach erfolgtem Netzausbau zu Stranded Investments werden.

Der mit der Strategischen Reserve verbundene administrative Aufwand ist ebenfalls gering: Der Mechanismus kommt im Vergleich zu anderen Kapazitätsmechanismen mit wenigen Parametern aus, deren Einhaltung leicht zu überwachen ist.

3.4 Geringe Eingriffe in den Markt

Durch eine Strategische Reserve wird eine bestimmte Erzeugungskapazität reserviert, die dem Markt dann nicht mehr zur Verfügung steht. Da sich die Strategische Reserve jedoch aus Bestandsanlagen speisen wird, die anderenfalls aus betriebswirtschaftlichen Überlegungen stillgelegt worden wären, wird das Marktpreisniveau im Vergleich zur Situation ohne Reserve auch nicht nach oben gezogen. Erst wenn eine Knappheitssituation entsteht, in der die Nachfrage nicht mehr bedient werden kann, wird die Reserve von einer neutralen Stelle verfügbar gemacht. In allen anderen Phasen funktioniert der Markt als Energy Only-Markt unverzerrt weiter. Insbesondere bleibt der Preisbildungsmechanismus auf dem Großhandelsmarkt intakt. Erst wenn die Nachfrage nicht durch das im Markt befindliche Angebotsvolumen (einschließlich einer durch Marktmechanismen angereizte Flexibilisierung der Nachfrage) gedeckt werden kann, kommt die Strategische Reserve zum Einsatz.

⁷ Unter langfristigen Grenzkosten sind hier insbesondere die betriebsbedingten Fixkosten für Personal, Instandhaltung, Versicherung, Revision, Konservierung und Brennstoff-Bevorratung/-Sicherung zu verstehen.

3.5 Zulassen von Marktsignalen

Eine Strategische Reserve ermöglicht die Setzung von Marktsignalen aus dem Energy Only-Markt heraus. Preisspitzen bleiben weiterhin möglich.

- Der Börsenmechanismus sieht derzeit eine (technische) Preisobergrenze vor. Dieses Element könnte auch von der Strategischen Reserve übernommen werden. Damit bleiben die Preissignale weiterhin erhalten und das Entscheidungskalkül möglicher Investoren in Neuanlagen wird nicht beeinflusst.
- Auch wenn die Strategische Reserve zur regionalen Stabilisierung des Netzes eingesetzt wird, werden die Marktpreise durch den Einsatz nicht beeinflusst, weil die energetische Leistungsbilanz nicht verändert wird.

Es handelt sich hierbei nicht um einen Mangel der Strategischen Reserve, sondern um ein wichtiges Element zum langfristigen Erhalt der Versorgungssicherheit.

3.6 Investitionsanreize gegeben, aber nicht zwingend ausreichend

Die Ausgestaltung der Strategischen Reserve sieht vor, dass diese erst zum Einsatz kommt, wenn die Spotmarktauktion Angebot und Nachfrage nicht zur Deckung bringt. Die in der Strategischen Reserve vorgehaltene Kapazität kann dann zu einem deutlich über dem Börsenmechanismus liegenden Preis zur Verfügung gestellt werden.⁸ Die (näherungsweise) „Bepreisung von Knappheit“ am Großhandelsmarkt hat den Vorteil, dass die Anreize zum Neubau von Anlagen und zugleich zur Vermeidung von Last steigen.

Aufgrund dieser Ausgestaltung bleibt der Anreiz in Neuanlagen (z.B. Gasturbinen) zu investieren, sofern er im reinen Energy Only-Markt vorhanden ist, auch mit einer Strategischen Reserve erhalten oder nimmt sogar zu⁹. Gleiches gilt für Maßnahmen zur Erschließung von Nachfrageflexibilisierung im Markt. Auch bleibt mit dieser Ausgestaltung eine auf die Nachbarstaaten ausstrahlende Marktverzerrung aus. Im Umkehrschluss gilt dagegen, dass mögliche fehlende Anreize zu Kraftwerksinvestitionen aus dem Energy Only-Markt durch eine zusätzliche Strategische Reserve nicht wesentlich verbessert werden.

Es gibt zwar keine Sicherheit, dass durch eine Strategische Reserve rechtzeitig und in ausreichender Höhe neue Kapazitäten angereizt werden und sich die Strategische Reserve dadurch langfristig überflüssig macht. Es gilt jedoch: Je höher die Preisobergrenze angesetzt wird, mit der eine Strategische Reserve in den Großhandelsmarkt geboten wird, desto mehr

⁸ Der hohe Gebotspreis kommt nicht den Betreibern der SR-Anlagen zugute. Diese erhalten außer der Kapazitätzahlung nur ein an den Fixkosten orientiertes Entgelt für die tatsächlichen Betriebsstunden abdeckt. Die Einnahmen durch den hohen Gebotspreis dienen stattdessen der Verbilligung der Kapazitätsumlage (siehe Kapitel 3.3).

⁹ Bereits bei nur 30-40 Std./a, in denen der Spotmarkt-Stundenpreis z.B. zwischen 1.000 und 3.000 €/MWh liegt, rechnet sich der Bau einer Gasturbine, weil die Jahreserlöse von z.B. 35 h/a x 2000 €/MWh = 70 T€/MW die Vollkosten einer Gasturbinen-Anlage (siehe Fn. 5) decken können.

Möglichkeiten hat der Markt, von sich aus Angebot und Nachfrage in Deckung zu bringen indem Neuanlagen und Lastvermeidung angereizt werden.

3.7 Einfache Verhinderung der Ausübung von Marktmacht

Marktmacht kann sich besonders dort entfalten, wo der potentielle Anbieterkreis klein ist – etwa durch sehr enge Spezifikationen im Rahmen der Ausschreibung von Neubauleistungen. Gerade dieses Problem umgeht eine bestandsorientierte Strategische Reserve, wenn sie auf ein ausreichend großes Angebot zurückgreifen kann. Hierzu trägt auch bei, dass die Ausschreibung einer Strategischen Reserve im Vergleich zu anderen Kapazitätsmechanismen mit wenigen Parametern auskommt. Um die Ausübung von Marktmacht in der Auktion zu unterbinden, ist außerdem ein Auktionsmodus zu wählen, bei dem der Auktionator ausgehend von einem Höchstpreis den Angebotspreis von Schritt zu Schritt verringert, bis sich ein Gleichgewicht von Angebot und Nachfrage einstellt.

3.8 Umwelt- und Klimaziele durch die richtigen Instrumente verfolgen

Alle Kapazitätsmechanismen können (theoretisch) so parametrisiert und gestaltet werden, dass sie zu einer vorgegebenen umwelt- und klimapolitischen Zielsetzung einen Beitrag leisten. Dies ist jedoch weder volkswirtschaftlich noch umwelt- und klimapolitisch sinnvoll:

- Für die Begrenzung der CO₂-Emissionen gibt es den Emissionshandel, in den auch die Reserveanlagen einbezogen sind.
- Der Kraftwerkspark wäre ineffizient, da nicht die kostengünstigste Technologie zum Einsatz käme, sondern eine politisch gewollte. Die Ineffizienz würde mit zunehmendem Ausbau der Erneuerbaren Energien steigen, da die Betriebszeiten der konventionellen Kraftwerke weiter zurückgehen.
- Volkswirtschaftliches Vermögen würde vernichtet, da bestehende Erzeugungsanlagen, die allen gesetzlichen Vorschriften entsprechen und die gut geeignet sind, zur Versorgungssicherheit beizutragen, aus dem Markt gedrängt würden. Andererseits würden sie durch neue – hoch subventionierte – Neuanlagen ersetzt, die gegenüber den ursprünglichen Anlagen hinsichtlich Versorgungssicherheit – trotz verbesserter Anlagenparameter – keine signifikanten Vorteile aufweisen.

Zugleich ist darauf hinzuweisen, dass Anlagen, die der Strategischen Reserve unterliegen, sehr selten zum Einsatz kommen und deshalb mit niedrigen absoluten CO₂- sowie Schadstoffemissionen zu rechnen ist.

3.9 Leichte Integration flexibler Nachfrage

Die Einbeziehung von Verbrauchsreduktionen ist möglich. Bisher ist es – nicht zuletzt auch angesichts mangelnder Preissignale am Spotmarkt – nicht in nennenswertem Umfang gelungen, solche Reduktionen zu mobilisieren. Hier lassen aber Preisspitzen (Industriekunden) und die Verbesserung der Infrastruktur in Form von Smart Grids Änderungen in einer mittleren Zukunft erwarten.

Ein Teil dieses Potentials an flexibler Nachfrage wird für eine unmittelbare Teilnahme am Spotmarkt zu erschließen sein und auf die dort auftretenden Preisspitzen reagieren. Für diesen Teil der flexiblen Nachfrage ist die Strategische Reserve deshalb irrelevant. Von umso größerer Relevanz für diese Anlagen ist dagegen die Höhe des Ausübungspreises für eine Strategische Reserve. Je höher dieser ist, desto größer ist der Anreiz für Verbraucher, in Knappheitssituationen die Nachfrage zu reduzieren.

Andere Nachfrager mögen stattdessen eine Einbindung in eine Strategische Reserve vorziehen. Sie würden ein Fixum (Leistungsentgelt) dafür erhalten, dass sie sich für eine Nachfragereduktion für einen zuvor definierten Fall bereit halten und zusätzlich ein – niedriges – Entgelt für die Zeitdauer der tatsächlichen Verbrauchsreduktion.

3.10 Regionale Systemstabilität einbeziehbar

Die Strategische Reserve dient der Sicherstellung ausreichender Kapazitäten. Der hierfür maßgebliche geographische Bezugsrahmen ist Deutschland oder im Falle der Einbeziehung anderer EU-Mitgliedstaaten die Gesamtheit der teilnehmenden Staaten. Für diesen Zweck ist es irrelevant, an welchem Ort die teilnehmenden Anlagen konkret stehen.

Parallel gibt es insbesondere in Süddeutschland Probleme der Systemstabilität. Ein Weg zur Gewährleistung der Systemstabilität ist die Ausschreibung eines Kernanteils der Strategischen Reserve in Süddeutschland. So ist denkbar, dass Anlagen sowohl zur Absicherung der deutschen Leistungsbilanz in der Strategischen Reserve stehen als auch zur Stabilisierung netzseitiger Probleme regional vorgehalten werden. Die Details dieser Integration einschließlich der klaren Abgrenzung der jeweiligen Einsatzfälle hat Consentec für den BDEW erarbeitet.

3.11 Schrittweise Europäisierung möglich

Wenn jeder EU-Mitgliedstaat hinsichtlich der vorgehaltenen Kapazitäten auf Autarkie setzen würde, führt dies zu Ineffizienzen. Diese werden umso größer, je kleinräumiger Kapazitätsautarkie organisiert wird – etwa auf der Ebene einzelner Bundesländer. Diese Ineffizienz zeigt sich umso mehr, wenn die Ware Strom im europäischen Binnenmarkt oder doch zumindest zentral-westeuropäischen Markt beschafft wird.

Effizienter ist es, Kapazitäten in größeren geographischen Räumen vorzuhalten. Deshalb bietet es sich an, Nachbarländer zur Teilnahme an der Strategischen Reserve einzuladen.

Freilich sind dann die Bedingungen für alle Seiten vorab zu fixieren (Euro-Problematik). Ein solcher Schritt würde sich zunächst für Österreich (gemeinsame Preiszone) anbieten. Eine sukzessive Ausdehnung erscheint grundsätzlich möglich. Auch dies hat Consentec im Gutachten für den BDEW analysiert.

3.12 Alle Optionen künftiger Ausgestaltung bleiben erhalten

Mit der Einführung einer Strategischen Reserve würde

- Zeit für eine gründliche Diskussion des zukünftigen Marktdesigns gewonnen,
- die Möglichkeit zu weiterem Erkenntnisgewinn eröffnet und
- eine schrittweise Europäisierung ermöglicht.

Die Strategische Reserve zur Deckung von außergewöhnlichen Spitzenlasten stellt also eine volks- und betriebswirtschaftlich sinnvolle Brückenlösung dar. Das besondere an dieser Brücke ist, dass sie verschiedene Optionen offen lässt. Sie

- stärkt den Energy Only-Markt (vgl. Schweden und Finnland). Insbesondere könnten der zusammenwachsende Binnenmarkt und die zunehmende Flexibilisierung der Nachfrage dafür sorgen, dass auf einen dauerhaften Kapazitätsmechanismus verzichtet werden kann;
- eröffnet die Möglichkeit des Übergangs zu einem marktbreiten Kapazitätssystem, sofern dieser langfristig erforderlich wird. Mit einer Strategischen Reserve können die erforderlichen langen Vorlaufzeiten für einen solchen Mechanismus abgesichert werden.

Ob der Übergang zu einem dauerhaften Kapazitätsmechanismus wirklich erforderlich wird, lässt sich auch an dem Ausmaß ablesen, in dem die Strategische Reserve in Anspruch genommen wird. Ihre Inanspruchnahme kann deshalb als Indikator für weiteren Handlungsbedarf herangezogen werden. Möglicherweise zeigt sich durch den Zubau neuer Kapazitäten, durch die Flexibilisierung der Nachfrage oder durch eine schrittweise Europäisierung auch, dass ein solcher Bedarf nicht besteht.

Gegenwärtig wird davon ausgegangen, dass diese Brücke rund ein Jahrzehnt (bis ca. 2020/2022) zur Verfügung stünde. Voraussetzung ist allerdings, dass der Einstieg in die Strategische Reserve erfolgt, bevor es zu umfangreichen Stilllegungen von Anlagen kommt.

3.13 Rasche Einführung möglich

Wenn der rechtliche Rahmen erst einmal geschaffen ist, rechnet Consentec mit einer Vorlaufzeit für die Einführung einer Strategischen Reserve von rund einem halben Jahr. Da sich eine Strategische Reserve vorwiegend aus Bestandsanlagen speisen würde, wären diese praktisch auch sofort verfügbar.

4 Einführung einer Strategischen Reserve als sachgerechte Lösung

Aus den genannten Gründen, insbesondere der unsicheren Kapazitätsentwicklung angesichts schnell schwindender Wirtschaftlichkeit von Bestandsanlagen sowie fehlender Marktsignale für den Neubau von Kraftwerken, erscheint es angebracht, die Einführung einer marktorientierten Strategischen Reserve, bestehend aus Bestandsanlagen, bereits für 2013/14 oder spätestens 2014/15 für einen begrenzten Zeitraum anzustreben.

Abhängig vom Kapazitätsbedarf und der Systemrelevanz ist zu prüfen, inwieweit immissionschutzrechtliche Neugenehmigungen für ansonsten nicht betriebsfähige Kraftwerke zu erteilen sind. Es ist in diesem Zusammenhang auch denkbar, die bisherigen „Kaltreserve-Kraftwerke“ in Süddeutschland als regionale Komponente mit einzubeziehen. In diesem Falle müsste sichergestellt werden, dass die Strategische Reserve mindestens so groß ist, dass die Anforderungen an die regionale Bereitstellung von Systemstabilität in Süddeutschland gewährleistet werden können.

Des Weiteren muss sichergestellt werden, dass für beide Einsätze (Deckung von außergewöhnlicher Spitzenlast einerseits und Systemstabilität andererseits) unterschiedliche Marktregeln gelten. Unter keinen Umständen dürfen Reservekraftwerke für die Energiebeschaffung eines ÜNB als Marktteilnehmer (z.B. Netzverluste, Regelenergie, EEG-Ausregelung) zur rein kommerziellen Optimierung verwendet werden, wenn noch Leistung auf dem freien Markt verfügbar ist. Weiterhin sind die Einsätze und die damit verbundenen Kosten dem Markt transparent zur Verfügung zu stellen.

Aufgrund der in den nächsten Jahren „überschaubaren“ Zahl an notwendigen Einsatzstunden stellt die Einrichtung einer marktorientierten Strategischen Reserve für Bestandsanlagen ein dem Problem entsprechende sachgerechte und effiziente Lösung dar. Die Versorgungssicherheit kann hierdurch vergleichsweise kostengünstig gewährleistet werden.

Gleichzeitig wird dadurch ausreichend Zeit geschaffen, damit in Politik und Gesellschaft eine Debatte über das Marktmodell der Zukunft geführt werden kann. In diesem Zusammenhang wird auch eine Grundsatzentscheidung zu treffen sein, ob Versorgungssicherheit in Bezug auf die Vorhaltung von Kraftwerkskapazitäten auch zukünftig ausschließlich national, zusammen mit angrenzenden Nachbarstaaten oder gesamteuropäisch definiert werden soll. Davon ist in hohem Maße abhängig, ob – und wenn ja, in welchem Umfang sowie mit welchem (supra-)nationalen Bezug – Kapazitätsmechanismen nach etwa 2022 erforderlich sein werden.

Ansprechpartner:

Andreas Kuhlmann
Leiter Geschäftsbereich Strategie und Politik
Telefon: +49 30 300 199-1090
andreas.kuhlmann@bdew.de

Dr. Stephan Krieger
Geschäftsbereich Strategie und Politik
Telefon: +49 30 300199-1061
stephan.krieger@bdew.de

Mario Meinecke
Geschäftsbereich Strategie und Politik
Telefon: +49 30 300199-1066
mario.meinecke@bdew.de