

# Stärkung der Bilanzkreisverantwortung durch geeignete ökonomische Instrumente

## Kurzgutachten im Auftrag der

RWE Aktiengesellschaft  
CEA-P Energiepolitik  
Opernplatz 1  
45128 Essen

### **Ansprechpartner:**

Esther Chrischilles  
Dr. Hubertus Bardt

Köln, 8. Dezember 2015

**Kontaktdaten Ansprechpartner**

Esther Chrischilles  
Telefon: 030 27877-102  
Fax: 030 27877-99102  
E-Mail: [chrischilles@iwkoeln.de](mailto:chrischilles@iwkoeln.de)

Dr. Hubertus Bardt  
Telefon: 0221 4981-755  
Fax: 0221 4981-99755  
E-Mail: [bardt@iwkoeln.de](mailto:bardt@iwkoeln.de)

Institut der deutschen Wirtschaft Köln  
Postfach 10 19 42  
50459 Köln

## Inhaltsverzeichnis

<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>4</b>
<b>1 Problemstellung</b> .....	<b>6</b>
<b>2 Lösungsvorschlag der Bundesregierung</b> .....	<b>8</b>
<b>3 Wirkungsanalyse zum Strommarkt 2.0</b> .....	<b>10</b>
<b>4 Versorgungssicherheit: The Missing Link?</b> .....	<b>16</b>
<b>5 Fazit</b> .....	<b>19</b>
<b>Literatur</b> .....	<b>20</b>

## Zusammenfassung

Gibt es eine ausreichend sichere Stromversorgung, wenn aktuelle Überkapazitäten abgebaut worden sind und der Anteil der dargebotsabhängigen Erneuerbaren Energien im Strommarkt steigt? In Anbetracht sinkender Börsenstrompreise und Investitionszurückhaltung im konventionellen Kraftwerkssektor wurde auch in Deutschland die Notwendigkeit von Kapazitätsmechanismen intensiv diskutiert. Die Bundesregierung sieht in ihrem Weißbuch zum Strommarkt, das nun in dem Entwurf eines Strommarktgesetzes mündet, den Fortbestand des Energy-Only-Markts (EOM) vor. Er wird gestärkt durch die Garantie freier Preisbildung, bessere Anreize einer effizienten Bilanzkreisbewirtschaftung und Öffnung der Regelenergiemärkte. Dennoch ergänzt der Regulierer den EOM um eine Knappheitsreserve, die jedoch nur bei Versorgungsengpässen zum Einsatz kommen soll. Dieser Ansatz zur Stärkung marktlicher Funktionsprinzipien ist zu begrüßen. In dem vorliegenden Gutachten wird jedoch aufgezeigt, dass die Maßnahmen vermutlich nicht vollständig ausreichen, um Versorgungssicherheit am Strommarkt zu gewährleisten.

**Freie Preisbildung:** Hohe Knappheitspreise in den kurzfristigen Märkten sind von zentraler Bedeutung für die Finanzierung von Spitzenlastkapazitäten. Denn sie wirken sowohl auf Terminals als auch Regelenergiemärkte, über die Kraftwerkskapazitäten implizit für die Vorhaltung von gesicherter Leistung vergütet werden. Die freie Preisbildung unterliegt jedoch Grenzen. Zum einen wird regulatorisch immer eine Restunsicherheit bestehen, inwieweit Preisaufschläge jenseits der Grenzkosten zulässig sind. Zum anderen sorgt die Vorhaltung der Knappheitsreserve faktisch für eine Preisobergrenze. Dies kann dazu führen, dass die Erlösströme für ein effizientes Versorgungsniveau nicht generiert werden können.

**Stärkung der Bilanzkreisverantwortung:** Zum anderen versucht die Bundesregierung zu Recht das Problem zu adressieren, dass Versorgungssicherheit wie ein öffentliches Gut funktioniert. Verbraucher können nicht immer für Fehlverhalten (Fahrplanabweichungen) bestraft beziehungsweise von einer Leistung ausgeschlossen werden. Dies soll über stärkere Anreize zur Bilanzkreistreue, zum Beispiel durch höhere Ausgleichsenergiepreise, gelöst werden.

Eine wichtige Voraussetzung dafür, dass dieses System funktioniert, ist nicht nur die Zurechenbarkeit von Fahrplanabweichungen, sondern auch die Möglichkeit, einzelne Verbraucher gezielt abzuschalten. Denn nur in dem Fall kann wirklich nur der Strom verbraucht und geliefert werden, für den entsprechende Zusagen gemacht worden sind. Ansonsten führt Fehlverhalten in den eigentlich zu verhindernden Schadensfall. Für eine Reihe von Verbrauchern bestehen aber zum jetzigen Zeitpunkt nicht die technischen Voraussetzungen für die Abschaltung im Knappheitsfall. So ist es bei individuellem Trittbrettfahrerverhalten nicht auszuschließen, dass der Schadensfall einer Versorgungsstörung auftritt und die Kapazitätsreserve zum Einsatz kommt. Das Fehlverhalten kann dann erst ex post bestraft werden.

**Ausblick:** Die Autoren sehen es als zentral an, die Voraussetzungen zur technischen Steuerbarkeit langfristig zu schaffen. Um bis dahin externen Effekten entgegen zu wirken, sollte bei Kunden, die nicht von der Versorgungssicherheit ausgeschlossen werden können, eine angemessene Leistungsabsicherung regelmäßig vor Eintritt einer Versorgungsstörung überprüft werden. Andere Kunden, die vom Bilanzkreisverantwortlichen zentral von der Leistung ausgeschlossen werden können, müssen selbst über ihre Absicherung entscheiden können. Denn im Fall der nicht ausreichenden Absicherung werden sie im Knappheitsfall tatsächlich mit der Abschaltung konfrontiert. Auf diese Weise wird das bislang öffentlich bereit gestellte Gut Versorgungssicherheit privatisiert. Das von den Kunden gewünschte Niveau an Versorgungssicherheit wird dadurch erreicht, dass die Verbraucher sich mit Versicherungsprodukten zur Leistungsvorhaltung eindecken. Als Differenzierungsmerkmal können Optionen dienen, die nicht nur finanzieller, sondern auch physischer Art sind. Nicht mit derartigen Optionen zur gesicherten Leis-

tungslieferung ausgestattete Kunden werden bei einer Instabilität des Systems zuerst nicht versorgt.

Wenn mittelfristig die Bilanzkreisverantwortlichen in der Lage sind, einerseits Abweichungen von vereinbarten Leistungen verursachergerecht zu pönalisieren und andererseits nicht mit Absicherungsoptionen ausgestattete Kunden im Knappheitsfall gezielt abzuschalten, ist die Vorhaltefunktion des Strommarktes soweit gestärkt, dass es keines darüber hinausgehenden Kapazitätsmechanismus mehr bedarf, sondern der Energy-Only-Markt die notwendigen Anreize zu Investitionen in Leistungsvorhaltung gewährleistet.

Die Kapazitätsreserve wäre unter solchen Voraussetzungen prinzipiell nicht erforderlich. Keinesfalls dürften bestehende Lücken in der Marktkonzeption dazu führen, dass die Reserve stetig vergrößert wird. Dies sollte gesetzlich festgeschrieben sein und eher sogar mit einem Szenario zum Abbau der Reserve verbunden werden.

## 1 Problemstellung

Seit einiger Zeit wird auch in Deutschland die Einführung von sogenannten Kapazitätsmechanismen diskutiert. Grundlegende Impulse gingen dabei insbesondere von einem vom Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie in Auftrag gegebenen Gutachten (EWI, 2012) aus, woraufhin eine Reihe weiterer Akteure zu dem Thema Stellung nahmen. Ziel der dabei diskutierten Modelle ist es, die aktuellen Regeln des Strommarktes zu ergänzen, um einen gewünschten Grad an Versorgungssicherheit zu erzielen. Der Forderung nach Kapazitätsmechanismen liegt die Erwartung zugrunde, dass die bisherigen Funktionsmechanismen des Strommarktes zukünftig nicht mehr ausreichen, Angebot und Bedarf an Leistungskapazität zum Ausgleich zu bringen. Dabei geht es vorwiegend um Fragen der ausreichenden Finanzierung von Erzeugungskapazitäten, die aufgrund ökonomischer oder technischer Eigenschaften des Strommarktes nicht gegeben sein könnte. Von netzseitig verursachten Kapazitätsengpässen wird an dieser Stelle abgesehen.

Diese Problematik betrifft insbesondere konventionelle Kraftwerke, die in immer weniger Stunden zum Einsatz kommen. Gleichzeitig kommt ihnen auch zukünftig eine besondere Bedeutung zu, da sie zur Deckung der Residuallast benötigt werden, also der verbleibenden Last, die nicht durch den Einsatz erneuerbarer Energieerzeugung gedeckt werden kann. Da die maximal benötigte Residuallast aufgrund der stark schwankenden Einspeisung erneuerbarer Energien nicht deutlich sinken wird, kann davon ausgegangen werden, dass auf absehbare Zeit weiterhin ein nennenswerter Bedarf an sicher verfügbaren und flexibel einsetzbaren Erzeugungskapazitäten besteht. Sollten dazu nicht ausreichend Investitionsanreize vorhanden sein, käme es zukünftig in bestimmten Zeiten dazu, dass die Nachfrage die zur Verfügung stehende Kapazität überschreitet, keine Markträumung stattfindet und es stattdessen zu einer unfreiwilligen Versorgungsunterbrechung kommt (Cramton/Ockenfels, 2011).

Das Risiko der Unterfinanzierung liegt in der Funktionsweise des sogenannten Energy-Only-Marktes (EOM) begründet, der sich dadurch auszeichnet, dass hier explizit nur elektrische Energie, nicht aber die vorgehaltene Leistung gehandelt und vergütet wird. Ob vereinzelt dabei auftretende Preisspitzen politisch akzeptiert werden und außerdem für einen verlässlichen Zahlungsstrom für die Finanzierung ausreichen, gilt als zentrale Frage der Debatte. Vereinzelt wird auch die grundlegende Charakteristik der Versorgungssicherheit als öffentliches Gut, das nicht spezifisch bepreist wird, als Schwäche des Energy-Only-Marktes angesehen (Vies, 2003). Zur Offenlegung von Zahlungsbereitschaften für Versorgungssicherheit wäre es indes notwendig, dass Verbraucher auch von gesicherter Stromlieferung ausgeschlossen werden können.

Das Problem ist in Deutschland zusätzlich virulent geworden, da die vermehrte Einspeisung von erneuerbaren Energien in den letzten Jahren zu einem sinkenden Niveau der Großhandelspreise beigetragen hat (Merit-Order Effekt) und damit die Kraftwerksfinanzierung schwieriger geworden ist. Das alleine jedoch kann noch nicht auf ein Marktversagen im obigen Sinne hinweisen, da andererseits ein Umbau des Kraftwerksparks vorgesehen und auch der Abbau von Überkapazitäten diesem Prozess inhärent ist. So zeigen auch Überlegungen der Monopolkommission zu Extremsituationen, dass gegenwärtig kaum von zu geringen Kapazitäten im Markt ausgegangen werden kann (Monopolkommission, 2015). Die Sorge richtet sich daher vor allem auf die Zeit nach dem Abbau der Überkapazitäten im Kraftwerkspark, also darauf, ob sich hier rechtzeitig ein effizientes Investitionsniveau einstellen kann. Dies gilt insbesondere vor dem

Hintergrund, dass Kraftwerkskapazitäten einen langjährigen Planungsvorlauf benötigen und nicht auf ausschließlich kurzfristig auftretende Knappheitssignale reagieren können.

Das an der Strombörse erzeugte Knappheitssignal, das zentral für den Energy-Only-Markt ist, erfüllt insoweit zwar seine **Einsatzfunktion** zum jeweiligen Zeitpunkt der Lieferung. Das heißt es übernimmt als unverzichtbares Steuerungsinstrument mit liquiden Day-ahead-, Intraday- und Terminmärkten die Funktion der effizienten Einsatzsteuerung angebots- und nachfrageseitiger Erzeugung und Flexibilität. Fraglich ist, ob das System möglicherweise ergänzt werden muss durch einen Kapazitätsmechanismus, der die **Vorhaltefunktion** an gesicherter Leistung stärkt. Grundsätzlich können folgende Ansätze von Kapazitätsmechanismen unterschieden werden:

- Anpassung des bestehenden Marktdesigns: Unter dieser Kategorie können Konzepte zusammengefasst werden, die nicht etwa einen weiteren Teilmarkt zur Leistungsvorhaltung schaffen, sondern die Finanzierungsfunktion der bisherigen Märkte stärken wollen. Dazu gehören beispielsweise die Möglichkeit von Preisspitzen, veränderte Fristigkeiten und Anforderungen in den Spot-, Termin- und Regelergergiemärkten sowie verbesserte Anreize für Nachfrage- und Erzeugungsflexibilität.
- Vorhaltung einer Reserve: Ergänzend zum eigentlichen Strommarkt wird in diesem Fall eine Kapazitätsreserve vorgehalten, die als Versicherung gegen unfreiwillige Rationierungen auf Verbraucherseite fungiert. Die Reserve soll nur dann eingesetzt werden, wenn ansonsten keine Markträumung stattfinden kann. Unterschiede der Konzepte bestehen unter anderem in der Frage, wer die Höhe der Reserve bestimmt und auf welche Weise und Länge die Kapazitäten kontrahiert werden (z. B. Ausschreibung). Grundsätzlich soll die Funktionsweise des Strommarktes so wenig wie möglich beeinflusst werden, weshalb der Auslösemoment, beispielsweise durch eine bestimmte Preishöhe oder eine netztechnische Begebenheit eine wichtige Rolle spielt.
- Kapazitätsmärkte: Anders als bei den vorangegangenen Varianten wird hier ein zusätzlicher Teilmarkt für gesicherte Leistung installiert, die von Kraftwerksbetreibern verbrieft und zwischen Marktteilnehmern gehandelt wird. Zentral dabei ist die Unterscheidung, ob das notwendige Kapazitätsniveau zentral oder dezentral, das heißt nachfrageseitig, bestimmt wird. Zudem werden bei fokussierten oder selektiven Kapazitätsmechanismen die Teilnahmemöglichkeiten auf ausgesuchte Erzeugungsoptionen begrenzt, beispielsweise auf neue Kraftwerke.

Die Bundesregierung hat sich mit ihren bisherigen Beschlüssen vorwiegend für den ersten Ansatz, der den Begriff des „Strommarktes 2.0“ geprägt hat, in Kombination mit einer Kapazitätsreserve entschieden. Auf die genaue Ausgestaltung des damit intendierten Marktdesigns soll im Folgenden eingegangen werden.

## 2 Lösungsvorschlag der Bundesregierung

Ausgehend von den intensivierten Diskussionen der oben beschriebenen Problematik 2011/2012 folgten seitens der zuständigen Ministerien beauftragte weitere zentrale Gutachten zur Lage der Versorgungssicherheit im Strommarkt, die den Handlungsbedarf in Deutschland einordnen sollten und im Jahr 2014 und 2015 sukzessive veröffentlicht wurden (Frontier/Formaet, 2014; Frontier/Consentec, 2014; Connect Energy Economics GmbH, 2014; r2b, 2014). Ende des Jahres 2014 leitete die Bundesregierung einen Grünbuchprozess ein, dessen Ergebnisse im Juli 2015 in einem Weißbuch zusammengefasst wurden (BMWi, 2015a). Darauf basierend wurde im November 2015 der Entwurf eines Strommarktgesetzes (BMWi, 2015b) und einer Kapazitätsreserveverordnung (BMWi, 2015c) beschlossen, die einige der Erkenntnisse der Prozesse gesetzlich umsetzen sollen.

Basierend auf den vom BMWi in Auftrag gegebenen Studien und den öffentlichen Konsultationsprozessen geht die Bundesregierung davon aus, dass der EOM grundsätzlich leistungsfähig ist und durch gezielte Anpassungen bei der Gewährleistung von Versorgungssicherheit noch verbessert werden könne. Ein auf diese Weise weiterhin primär wettbewerblich ausgestaltetes Strommarktdesign sei nicht nur kostengünstiger, sondern zudem bei der Erschließung von Flexibilität und bei der Integration erneuerbarer Energien überlegen. Dies gelte insbesondere vor dem Hintergrund integrierter europäischer Märkte, die zusätzlich zur gegenseitigen Lastabdeckung beitragen können (BMWi, 2015a).

Zu den wichtigsten beabsichtigten und zum Teil in Gesetzesvorschläge überführten Maßnahmen der Bundesregierung zur Weiterentwicklung des Strommarktes mit Blick auf die hier beschriebene Problemstellung zählen:

1. **Freie Preisbildung:** In Knappheitssituationen sollen Preise möglich werden, in denen nicht mehr die Grenzkosten des Angebots, sondern die Zahlungsbereitschaft der Grenzabnehmer preisbestimmend wird. Damit wären Preisspitzen durch sogenannte Mark-ups prinzipiell zulässig. Auf diese Weise sollen Spitzenlastkraftwerke auskömmliche Deckungsbeiträge erwirtschaften können und zusätzliche Flexibilisierungspotenziale angereizt werden. Zudem soll kartellrechtliche Klarheit geschaffen werden, wann Kraftwerke mit Preisen über ihre Grenzkosten in den Markt bieten dürfen, indem das Bundeskartellamt alle zwei Jahre einen entsprechenden Prüfbericht vorlegt.
2. **Anpassung der Bilanzkreisbewirtschaftung und des Ausgleichenergiesystems:** Um den Anreiz zu erhöhen, ausreichend Erzeugungskapazitäten bereit zu halten, sollen die sogenannten Bilanzkreisverantwortlichen (BKVs) stärker in die Pflicht genommen werden. Bei der Abweichung von Erzeugung und Verbrauch kommen Kapazitäten zum Einsatz, die über Ausgleichsenergiepreise vergütet werden. Zunächst wird festgehalten, dass diese Bilanzkreise immer, also auch bei kurzfristigen Eingriffen der Netzbetreiber zum Erhalt der Systemstabilität, abgerechnet werden müssen. Über die Anpassung der Berechnung der Ausgleichsenergiepreise und der darin enthaltenen Pönalen, soll darüber hinaus die Bilanzkreistreue gestärkt werden. Zum einen dürfen die Regulierungsbehörden einen Teil der Kosten für die Vorhaltung von Regelenergie in den Ausgleichsenergiepreisen abrechnen. Zum anderen soll als Referenz zukünftig der maximale Viertelstunden-Wert des Intraday-Marktes herangezogen werden, statt bisher der mengen-

gewichtete Stundenpreis. In der Folge soll die erhöhte drohende Strafe dazu führen, dass mehr in gesicherte Leistung und Flexibilität investiert würde.

3. **Ergänzende Reservekapazität:** Zusätzlich zur Stärkung der Marktmechanismen soll eine Kapazitätsreserve und eine Sicherheitsbereitschaft eingeführt, sowie die bestehende Netzreserve über 2017 hinaus verlängert werden. Ab 2017 erfolgt schrittweise der Aufbau einer technologieneutralen Kapazitätsreserve, die nach dem Ausschreibungsprinzip kontrahiert wird. Die Größe der Reserve soll mit ca. 4 GW 5 Prozent der Jahreshöchstlast entsprechen und zur Beschaffung mit der sogenannten Netzreserve, die zur Beseitigung regionaler, netzseitig verursachter Kapazitätsengpässe eingerichtet wurde, verzahnt werden. Vorhaltekosten werden sozialisiert, wohingegen Einsatzkosten verursachergerecht gemäß dem Regelenergiesystem verteilt werden. Der Mindestpreis für die Unterdeckung beträgt das Doppelte der technischen Preisobergrenze am Intraday-Markt, also 20.000 Euro pro Megawatt.
4. **Anpassung der Regelenergiemärkte:** Innerhalb der Regelenergiemärkte sollen zum einen die Präqualifikationsbedingungen für Anbieter von Regelenergieprodukten ebenso wie Ausschreibungszyklen (kalendertäglich statt wöchentlich mit kürzeren Produktlaufzeiten) angepasst werden. Regelarbeits- und Regelleistungspreise (Minuten- und Sekundärreserve) werden in einem Einheitspreisverfahren statt einem Gebotspreisverfahren bestimmt. Außerdem werden die Möglichkeiten zur Aggregation flexibler Stromverbraucher in diesem Zusammenhang klargestellt. Auf diese Weise kann die Flexibilität dieses Marktsegments erhöht werden. Zudem erhalten mehr Anbieter die Möglichkeit, solche speziellen Produkte vorzuhalten und Zusatzerlöse zu erwirtschaften.
5. **Anpassung der Handelsfristigkeiten:** Um dem Umstand Rechnung zu tragen, dass die tatsächlichen Lieferbedarfe infolge zunehmend fluktuierender Einspeisung erst kurzfristiger absehbar sind, sollen auch die Handelsfristigkeiten des Day-Ahead-Marktes angepasst werden. Derzeit sind höchstens stündliche Produkte handelbar, wohingegen zukünftig auch Handelsprodukte auf Viertelstunden-Basis angeboten oder gekauft werden können.
6. **Sonstige Maßnahmen:** Um Verbraucher zu netzdienlichem Verhalten in Knappheitszeiten anzureizen, sollen entsprechende Anpassungen in den Netzentgelten vorgenommen werden, die eine flexible Lastanpassung behindern. Es werden neue Berichtspflichten im Sinne einer erhöhten Transparenz für Marktteilnehmer geschaffen. Außerdem ist eine Abregelung von bis zu 3 Prozent der Spitzenlast Erneuerbarer-Energien-Anlagen gegen Entschädigung insbesondere zur Auslegung der Verteilernetze sowie die Abschaffung der vermiedenen Netznutzungsentgelte ab 2021 vorgesehen.

In Bezug auf die Lösung möglicher Kapazitätsprobleme sind vor allem die Punkte 1 bis 3, also die freie Preisbildung, Bilanzkreistreue und Kapazitätsreserve sowie deren Zusammenwirken von besonderer Relevanz. Hintergrund und Wirkungsweise sollen daher in nachfolgendem Abschnitt erläutert und bewertet werden.

### 3 Wirkungsanalyse zum Strommarkt 2.0

Mit Blick auf die zentrale Frage, ob die Maßnahmen auf ein effizientes Niveau an Versorgungssicherheit hinwirken, werden nachfolgend die Elemente 1 bis 3 auf Ihre Funktionsweise untersucht. Ausgangspunkt der Überlegungen ist dabei die Frage, inwieweit die intendierten Maßnahmen bisherige Marktunvollkommenheiten zu beseitigen in der Lage sind. Dazu wird zunächst noch einmal auf grundlegende Funktionsweisen des Strommarktes in Bezug auf die Finanzierung von Leistungsvorhaltungen eingegangen.

In einem Energy-Only-Markt müssen, um ein effizientes Niveau an Leistung zur Verfügung zu haben, die dafür notwendigen Fixkosten als auch die variable Kosten über den Verkauf von elektrischer Arbeit gedeckt werden. Stromerzeuger bieten in Höhe ihrer Grenzkosten in den Markt, da andere Kosten in kurzer Frist nicht entscheidungsrelevant sind. Das letzte zur Deckung der Nachfrage benötigte Gebot bestimmt den Gleichgewichtspreis zum jeweiligen Lieferzeitpunkt. Sofern der Markt über die Nachfrageseite geräumt wird, können auch die Opportunitätskosten einer Lastverschiebung preissetzend sein.

Deckungsbeiträge, um notwendige Investitionen zu finanzieren, werden also einerseits generiert bei **inframarginalen Anlagen**, also bei solchen, die variable Kosten unterhalb der Grenzanlage haben. Zum anderen kann es aber auch für Spitzenlastanlagen möglich sein, sogenannte **Knappheitsrenten** und damit Deckungsbeiträge für Fixkosten zu generieren. Und zwar indem der Markt einerseits nur durch realisierte **Nachfrageflexibilitäten** geräumt werden und es damit zu entsprechend hohen Preisen kommen kann. Außerdem kann es Situationen geben, in denen die Nachfrage nicht flexibel genug ist und damit einzelne **Kraftwerke pivotal**, das heißt notwendig für die Lastdeckung sind. Auch in diesem Fall ist es theoretisch möglich, Preise oberhalb der Grenzkosten zu verlangen (Mark-ups). Solche Preisspitzen können mit zunehmender Einspeisung erneuerbarer Energien und damit verbundenen Prognoseungenauigkeiten zunehmend auftreten, insbesondere in den Spotmärkten (Day-Ahead- und Intraday-Markt). Diese zuzulassen hat damit nicht nur für die Finanzierung von flexiblen Back-up-Kapazitäten in diesen Märkten herausragende Bedeutung (connect, 2015).

Die Preise an den Spotmärkten bilden zudem auch die Referenz für Handelsgeschäfte in Terminmärkten, die wiederum zur Verstetigung von Erlösen und damit zur Finanzierung von Investitionen beitragen. Über den **Terminmarkt** sichern sich die Marktakteure nicht nur gegen finanzielle Risiken, sondern auch gegen Liefer- und Bezugsrisiken ab. Hier erhält der Verkäufer durch die unbedingte Liefer- beziehungsweise Abnahmeverpflichtung implizit einen Preis für die Leistungsvorhaltung, da diese in das Angebot der Erzeuger eingepreist werden muss. Neben den unbedingten Kontrakten können auch bedingte Lieferungen, sogenannte **Optionen**, zusätzliche Einkommensströme zur Leistungsvorhaltung generieren. Prinzipiell kann der EOM daher die Deckung von Vollkosten ermöglichen. Zwar ist darin keine explizite Entlohnung der Leistungsvorhaltung enthalten, jedoch muss diese durch eine Liefervereinbarung implizit zugrundegelegt werden.

Ob die folgenden Anreize, sich ausreichend und frühzeitig mit entsprechenden Terminmarktprodukten einzudecken, gegeben sind, soll hier unter Berücksichtigung der intendierten Maßnahmen näher betrachtet werden.

Dazu notwendig sind vor allem

1. Preisspitzen in den kurzfristigen Märkten
2. Ausgleichsenergiepreise bei Fahrplanuntreue
3. Ausschluss von Versorgungssicherheit

### **1. Preisspitzen in den kurzfristigen Märkten**

Das In-Erscheinung-Treten von Knappheitspreisen ist wie vorangegangen erläutert von besonderer Bedeutung zur Finanzierung von Spitzenlastkapazitäten. Es ist davon auszugehen, dass solche Preise mit dem Abbau von Überkapazitäten und dem zunehmenden Ausbau erneuerbarer Energien häufiger auftreten. Die Verlässlichkeit, dass neben der Unsicherheit darüber, wie häufig diese Preisspitzen tatsächlich anfallen, ansonsten keine direkten oder indirekten Eingriffe in die Preisbildung erfolgen, ist jedoch zentral, um den Allokationsmechanismus nicht zu beeinflussen (Pyöry, 2015).

Trotz der legislativen Selbstbindung des Gesetzgebers im Energiewirtschaftsgesetz darf bezweifelt werden, dass sie bis ins letzte Detail glaubhaft ist. Dies ist zum einen gegeben durch die Tatsache, dass zwar kartellrechtliche Klarheit über die Zulässigkeit von Mark-ups geschaffen werden soll, diese aber der Sache nach nie vollständig sein kann. So bezweifelt die Monopolkommission, dass eine einwandfreie Differenzierung zwischen durch Marktbeherrschung beziehungsweise strategisches Verhalten hervorgerufenen Preisaufschlägen und effizienten Preisaufschlägen im Sinne eines Peak-Load-Pricing bewerkstelligt werden kann. Zudem können auf nationaler Ebene nicht europarechtliche Unsicherheiten zum Umgang mit Mark-ups (z. B. REMIT-Verordnung) aufgehoben werden. Insofern können zwar die Leitlinien für Spitzenlastpreise transparenter gemacht, jedoch kann die Unsicherheit über die Zulässigkeit von Preisspitzen aus Investitionssicht kaum vollständig beseitigt werden. Das gilt neben den regulatorischen Schwierigkeiten auch für die Unsicherheit über die politische Akzeptanz solcher Preisaufschläge. Je häufiger und höher sie auftreten beziehungsweise ausfallen, desto höher ist zwar der Investitionsanreiz. Gleichzeitig steigt aber die Gefahr, dass die Preise den Verbraucher stärker treffen und damit ein politischer Eingriff erfolgt. Solche politischen Risiken wirken bei Investitionen, die sich in Zeiträumen jenseits politischer Wahlperioden rentieren müssen, hemmend.

Hinzu kommen indirekte Einflüsse auf die Preisbildung. Dazu gehört einerseits, dass der Gesetzgeber durch die Schaffung einer strategischen Reserve, die im Falle eines Einsatzes mit 20.000 Euro/MWh abgerechnet wird, de facto eine Obergrenze für die Absicherung an anderen Märkten setzt, auf die hin sich die Marktteilnehmer optimieren werden. Zum anderen beeinflussen auch andere politisch induzierte Entwicklungen das Preisniveau, nicht zuletzt die Förderung erneuerbarer Energien selbst, deren Einspeisung den Börsenstrompreis dämpft.

Die Preisentwicklungen auf dem Spotmarkt sind auch für die Entwicklung der Terminmärkte entscheidend. Grundsätzlich gilt, dass Absicherungsprodukte für Erlös- und Produktionsmengen wichtiger werden, je volatil die Strompreise oder gar die Wahrscheinlichkeit für Versorgungsunterbrechungen sind. So ist das Preisniveau und Handelsvolumen in Terminmärkten höher, wenn Konsumenten ein verstärktes Bedürfnis nach langfristiger Absicherung haben und deshalb relativ viele Termingeschäfte tätigen. Niedriger ist beides hingegen, wenn Konsumenten

ten ihre Verpflichtungen kurzfristig und verlässlich am Spotmarkt beschaffen können wie es auch aktuell zu beobachten ist. Unter hypothetisch vollkommenen Marktbedingungen ist dies Ausdruck einer rationalen Beschaffungsstrategie, die zu einer gleichgewichtigen Leistungsvorhaltung führt.

Während in der Vergangenheit die Absicherung von finanziellen Risiken im Vordergrund stand, da der Erzeugungspark von Kapazitäten geprägt war, die eine geringere Ausfallwahrscheinlichkeit aufgrund ihrer Dargebotsunabhängigkeit aufwiesen, nimmt die Bedeutung von physischen Risiken zu. Das gilt einerseits für die Nachfrageseite, die gegebenenfalls mit kurzfristigen Unterdeckungen rechnen muss. Auf der anderen Seite wird es für Erzeuger aufgrund von aktuell seltener auftretenden Hochpreisstunden wichtiger, ihre Investitionen über Terminmarktprodukte abzusichern. Die Zusammensetzung der Terminmarktaktivitäten dürfte sich daher mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien verändern. Bei volatileren Marktentwicklungen könnte beispielsweise die Nachfrage nach Optionsprodukten steigen. Schon heute – wenn auch bisher nur bilateral und nicht standardisiert – werden auch Optionen ohne spezifische Lieferperiode als Versicherung für Kraftwerksausfälle gehandelt (Frontier/Formaet, 2014).

Angepasste Versicherungslösungen sollen laut Weißbuch insbesondere durch neue Terminmarktprodukte an der Strombörse bereitgestellt werden. Die EEX schlägt dazu Produktanpassungen (z. B. Cap Futures) im Terminmarkt vor (EEX, 2015):

- Preisspitzen infolge von Prognoseungenauigkeiten treten zunehmend im Intraday-Handel auf und müssen als solche auch abgesichert werden können. Daher sollen sich zukünftige Terminmarktprodukte beispielsweise auf einzelne Viertelstunden bis kurz vor der Lieferung beziehen, statt wie bisher vorwiegend auf Durchschnittspreise für Day-Ahead-Auktionen.
- Zudem sollen die Produkte wie eine Art Option wirken. Das heißt, dass der Käufer eines solchen Produktes, bei Überschreiten eines bestimmten Intraday-Preises, die Differenz zwischen Marktpreis und Höhe des Caps ausgezahlt bekommt. Er versichert sich insoweit gegen das Eintreten hoher Preise durch Knappheit am Markt. Für den Verkäufer lässt sich so eine Prämie für die Übernahme des Preisrisikos generieren und Erlöse verstetigen.
- Am 14. September startete der Handel mit Cap-Futures. Die Auszahlungsschwelle beträgt 60 Euro/MWh. Dieser Schwellenwert („Cap“) bestimmt, ab welchem Preis der Käufer für ein am deutschen Intraday-Markt gehandeltes Stundenprodukt vom Verkäufer eine Auszahlung erhält. Festlegung der Schwelle auf 60 Euro/MWh ist nach Einschätzung der EEX sichergestellt, dass der Cap-Future einerseits nur Stunden mit Preisspitzen am deutschen Intraday-Markt erfasst, gleichzeitig aber regelmäßig eine Auszahlung aus dem Cap-Future zu erwarten ist.

Terminmarktprodukte einschließlich der erwähnten Produktinnovationen spielen bei der Absicherung gegen Preis- und Mengenrisiken und zur Verstetigung von Investitionsanreizen eine entscheidende Rolle. Da die Preisentwicklungen an den Spotmärkten die Referenz für Terminmärkte bilden, können die oben beschriebenen Einschränkungen der Preisbildung allerdings auch deren Funktion zur Finanzierung von Kapazitäten beeinflussen. Hinzu kommt, dass Preisspitzen gegebenenfalls aus Investorensicht nicht rechtzeitig abgesehen werden können und beispielsweise der Bau eines Kraftwerks zu spät angereizt wird. Eine weitere Problematik be-

steht darin, dass Terminmärkte Risiken nicht über Zeiträume von mehreren Jahren absichern; diese sind aber für die Refinanzierung von Investitionen maßgeblich.

## 2. Ausgleichsenergiepreise bei Unterdeckung

Je dichter an den tatsächlichen Lieferzeitpunkt heran Marktteilnehmer handeln können, desto eher können Prognoseungenauigkeiten zur Fahrplanerstellung korrigiert und durch die Marktteilnehmer selbst nachgehandelt werden. Aus diesem Grund können Zuschläge am Intraday-Handel mittlerweile bis 30 Minuten vor Lieferung erfolgen. Damit die Marktakteure einen Anreiz zur Bilanzkreistreue haben, das heißt möglichst nicht von ihren gemeldeten Fahrplänen abweichen (und von dem Vorhaben, entsprechende Absicherungsprodukte zu kaufen), spielt die Ausgestaltung der Bilanzkreisverantwortung und des Ausgleichsenergiesystems eine maßgebliche Rolle.

Bilanzkreise (BK) dienen der Planung und Kontrolle von Erzeugung und Verbrauch und legen offen, welche Marktteilnehmer für den Ausgleich von Abweichungen zwischen angemeldeten und realisierten Fahrplänen verantwortlich sind. Je größer die Anreize für Marktteilnehmer sind Abweichungen am Markt zu vermeiden, desto höher ist der Wert von flexibler Leistungsabsicherung. Jeder Teilnehmer am deutschen Strommarkt ist einem Bilanzkreis zugeordnet, der von einem sogenannten Bilanzkreisverantwortlichen (BKV) geleitet wird. Bis 14:30 Uhr am Vortag der Lieferung müssen die BKV einen ausgeglichenen BK beim Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) anmelden. Danach müssen die BKV nachjustieren, sobald Abweichungen von den Plänen erkennbar werden. Treten kurz vor Lieferung noch Ungleichgewichte auf, setzen die Übertragungsnetzbetreiber Regelernergie ein. Die dafür anfallenden Ausgleichsenergiepreise werden vom verursachenden Bilanzkreisverantwortlichen getragen.

Um die Fahrplantreue zu erhöhen, sollen die Bilanzkreisverantwortlichen stärker in die Pflicht genommen werden. Dass Bilanzkreise immer, also auch bei kurzfristigen Eingriffen der Netzbetreiber zum Erhalt der Systemstabilität, abgerechnet werden müssen, erhöht die Verursachergerechtigkeit bei Systemstörungen. Über die Anpassung der Berechnung der Ausgleichsenergiepreise und der darin enthaltenen Pönalen, werden die Kosten der Fahrplanabweichungen erhöht. In der Folge wird mehr in Fahrplantreue investiert werden. Sofern alle Bilanzkreisverantwortlichen damit rechnen können, für ihre Fahrplanabweichungen pönalisiert zu werden und sich der Ausgleichsenergiepreis an Preisen orientiert, die stets über denen in Kurzfristmärkten liegen, dürften sich adäquate Anreize zur Absicherung gegen dieses Szenario einstellen. Das bedeutet auch, dass über die Absicherung der eigenen Lieferverpflichtungen bereits in den vorgelagerten Märkten Erlösströme zur Finanzierung von Fixkosten generiert werden dürften.

Allerdings besteht auch hier eine Restunsicherheit, da Preise in Spot- beziehungsweise Terminmärkten gleichermaßen auf Ausgleichsenergiepreise wirken. Insofern gelten die in vorangegangenen Abschnitten skizzierten Einschränkungen bezüglich einer nach oben hin freien Preisbildung und eines Time-Lag-Problems auch für die Ausgleichsenergiepreise.

Eine besondere Bedeutung kommt außerdem den Differenzbilanzkreisen zu. Kunden, die nicht über eine Lastgangmessung verfügen, werden über Standardlastprofile versorgt und abgerechnet. Erzeuger und Verbraucher verhalten sich konform gegenüber diesen Meldungen, haben darüber hinaus aber keinerlei Anreize, die realen Verbräuche abzusichern oder sich auf diese Mengen zu beschränken. Diese Mengen werden den Bilanzkreisen der Verteilnetzbetreiber zugeordnet. Zwar bestehen hier im Rahmen der Anreizregulierung prinzipiell Impulse, selbige effizient zu bewirtschaften, allerdings findet dies unzureichend statt (Bundesnetzagentur, 2013).

Zudem führen Netzbetreiber keine Absicherungsgeschäfte durch, da dies eine Handelstätigkeit mit spekulativen Elementen und ihnen als solche untersagt ist (Frontier/Formaet, 2014).

### 3. Ausschluss von Versorgungssicherheit

Marktteilnehmer sollen sich gegen Fahrplanabweichungen und damit gegen hohe Ausgleichsenergiepreise, den Einsatz der Kapazitätsreserve und im schlimmsten Fall aber auch gegen eine unfreiwillige Versorgungsunterbrechung ausreichend versichern. Solche unfreiwilligen Versorgungsunterbrechungen können beispielsweise dadurch auftreten, dass die Stromnachfrage ab einem gewissen Punkt relativ preisunelastisch ist, so dass der Markt bei nur gering verfügbaren Kapazitäten nicht durch das Preissignal geräumt werden kann. Dieser Anreiz kann jedoch aufgrund verschiedener Begebenheiten vermindert sein.

Beispielsweise aufgrund der Tatsache, dass Marktakteure über das Stromnetz verbunden sind und ihr Verhalten sich wechselseitig beeinflusst, wird Versorgungssicherheit als öffentliches Gut verfügbar gemacht. Andere Marktteilnehmer, also Erzeuger und Verbraucher, die sich bewusst oder unbewusst regelwidrig verhalten, können von dem Gut, das andere bereitstellen nicht hinlänglich ausgeschlossen werden. Alle wären wirtschaftlich gleichgestellt, was zu einer suboptimalen Zahlungsbereitschaft für dieses Gut führt. Zentral für die Sicherstellung von Versorgungssicherheit ist es, externe Effekte möglichst zu internalisieren.

Externe Effekte werden nur dann wirksam, wenn Marktakteure mit ausreichender Wahrscheinlichkeit systematisch davon betroffen zu sein glauben. Der Ablauf einer unfreiwilligen Versorgungsunterbrechung stellt sich wie folgt dar:

- Wenn am Day-Ahead-Markt kein Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage besteht, würde pro rata gekürzt werden. Mögliche Transaktionen werden mit maximal 3.000 €/MWh abgerechnet.
- Die unterdeckten Mengen würden durch den BKV am Intraday-Markt nachgehandelt und mit maximal (technische Preisobergrenze) 10.000 Euro/MWh abgerechnet. Gegebenenfalls wären dann verschiedene Stromanbieter weiterhin unterdeckt.
- Anschließend würde die komplett verfügbare Regel- und Ausgleichsenergie aktiviert und mit einem maximalen Preis von 15.000 Euro je MWh abgerechnet werden.
- Es ist zukünftig vorgesehen, bei fehlender Markträumung an den Spotmärkten und nach Ausschöpfung der Regelenergiemärkte die neu installierte Kapazitätsreserve einzusetzen. Ein Teil der Kosten soll über das Ausgleichsenergiepreissystem an die BKVs weitergegeben werden, deren Bilanzkreise unterdeckt sind. Dies erfolgt über einen Ausgleichsenergiepreis von mindestens dem Doppelten der im Intradaymarkt zulässigen Gebotsobergrenze (20.000 €/MWh).
- Erst, wenn die Reserve ausgeschöpft wäre, käme es zu einer unfreiwilligen Versorgungsunterbrechung, die sich vermutlich als Teilabwurf (Brownout) zeigen dürfte, der gemäß des Notfallplans § 13.2 EnWG von den ÜNB abgewickelt wird.
- Anschließend greift ein Fünf-Stufen-Plan zur Beherrschung von Großstörungen mit Frequenzeinbruch, in dem sukzessive mehr Lasten abgeworfen werden.

Die Kapazitätsreserve wirkt letztlich wie eine Erweiterung der Regelenergiemärkte und muss insofern ebenfalls strikt nach dem Verursacherprinzip abgerechnet werden. Anderenfalls können bereits hier externe Effekte und Trittbrettfahrerverhalten auftreten. Im Falle einer Versorgungsunterbrechung erfolgt eine Zuordnung des Gutes Versorgungssicherheit zunehmend außerhalb des Marktmechanismus, was die Anreize für eine Versicherung aufgrund auftretender externer Effekte mindert. Ohne eindeutige Regeln zur Abrechnung von Marktteilnehmern in diesem Fall, kann Fehlverhalten nicht mehr individuell zugeordnet werden. Akteure, die entweder abgesichert waren, oder potenziell Nachfrageflexibilitäten anbieten würden, können davon nicht mehr profitieren.

Dem entgegen wirkt, dass BKV nicht vorhersehen können, ob Sie von dem Brownout betroffen sein werden. Marktakteure müssen mit einer hohen Wahrscheinlichkeit davon ausgehen, dass auch im Fall von Teillastabwürfen Lieferverpflichtungen für Bilanzkreisungleichgewichte abgegolten werden müssen. Sie abstrahieren bei Ihren Entscheidungen somit von externen Effekten, solange diese nicht umfassend, systematisch und nicht rollierend stattfinden. Durch die Vorschaltung der Kapazitätsreserve wird die Wahrscheinlichkeit eines Brownout tendenziell reduziert, was zu einer noch stärkeren Abstraktion von externen Effekten führen sollte.

Die vorangegangenen Ausführungen machen deutlich, dass das vom BMWi vorgelegte Strommarktgesetz beziehungsweise die im Weißbuch skizzierten Leitlinien einen wesentlichen Beitrag zum besseren Funktionieren des Strommarktes und damit auch seiner impliziten Finanzierungsfunktion für Fixkosten leistet. Es verbleiben jedoch Unsicherheiten in Bezug auf die tatsächliche Unbeeinflussbarkeit von Preisbildung, die sich in allen Teilmärkten für Strom (Spot-, Termin- und Regelenergiemärkte) und ihren Anreizfunktionen auswirken dürfte. Hinzu kommt, dass die disziplinierende Wirkung von Ausgleichsenergiepreisen für ausreichende Hedging-Tätigkeiten und für Kunden mit Standardlastprofil (SLP-Kunden) eventuell nicht wirkt, weil diese in Differenzbilanzkreisen zusammengefasst sind, die nicht effizient genug bewirtschaftet werden. Auch Trittbrettfahrerverhalten kann nicht vollständig ausgeschlossen werden. Denn das Gut „Versorgungssicherheit“ bleibt im Falle eines Versorgungsengpasses ein öffentliches und müsste stärker privatisiert werden, um die tatsächlichen Zahlungsbereitschaften offenzulegen. Dazu wäre die die Eigenschaft der „Ausschließbarkeit“ von Versorgungssicherheit zu stärken. Im Ergebnis bleibt eine Restunsicherheit, die letzten Endes dazu führen könnte, dass sich ein effizientes Niveau an Leistungsbereitstellung nicht einstellt.

## 4 Versorgungssicherheit: The Missing Link?

Wie im vorangegangenen Kapitel erläutert ergeben sich durch die intendierten Maßnahmen der Bundesregierung verstärkte Anreize, Bezugsstrukturen zu implementieren, die mit zunehmender Volatilität und Knappheitssignalen stärker auf bedingte und unbedingte Terminmarktprodukte baut. Über solche Produkte können theoretisch auch Erlösströme für Spitzenlastkapazitäten finanziert werden. Daneben steht überdies der Regulenergiemarkt zur Verfügung, der explizit Leistungskomponenten vergütet.

**Tabelle 1: Möglichkeiten zur Generierung von Deckungsbeiträgen für Spitzenlastkapazitäten**

Preisspitzen im Spot- und Intradaymarkt	Unbedingte und bedingte Termingeschäfte
<p>Können sich nach Abbau von Überkapazitäten und zunehmender EE-Einspeisung wieder einstellen.</p>	<p>Mit zunehmenden Preisspitzen und Volatilität nimmt das Preisniveau und Handelsvolumen im Termingeschäft zu.</p> <p>In Bezug auf Prognoseungenauigkeiten gewinnen dabei auch bedingte Termingeschäfte an Bedeutung.</p> <p>Anlagenbetreiber können Optionen anbieten, um ihre Erlöse zu verstetigen.</p>
<p>Einschränkung: Politische und gesellschaftliche Akzeptanz; indirekte regulatorische Begrenzungen; Time-Lag</p>	

Allerdings verbleiben Unsicherheiten über die Glaubwürdigkeit uneingeschränkter Preisspitzen, was auch die Finanzierungsfunktion von langfristigen Märkten und Anreize durch Ausgleichsenergiepreise verzerren kann. Auch die Frage, ob Investoren rechtzeitig auf solche Marktsignale reagieren ist fraglich, ebenso, ob die Zeiträume, über die Risiken an Strommärkten gehedged werden können, für Investoren ausreichend sind. Zudem könnte der Anreiz zur Leistungsabsicherung durch die Nicht-Ausschließbarkeit von Verursachern eines Leistungsbilanzungleichgewichtes nicht ausreichend sein, auch wenn dieses Ereignis durch den Aufbau einer Kapazitätsreserve zunächst ausgeschlossen werden soll. Solche Restunsicherheiten haben bei der Versorgung mit Strom eine besondere Brisanz. Vor diesem Hintergrund ist zu überlegen, wie die durch Marktunvollkommenheiten entstehende Nachfragedifferenz zur Leistungsabsicherung möglichst marktneutral erhöht werden kann.

Ausgangspunkt dafür ist nach Ansicht der Autoren ein liquider Markt für Versicherungsprodukte zur Leistungsvorhaltung (Optionen) und die Erhöhung der Verbindlichkeit solcher Kontrakte. Ein solcher Derivatemarkt kann als Kernelement der Bepreisung von Versorgungssicherheit dienen. Dazu sollten, wie nun bereits diskutiert, Optionen an der Börse stärker als bisher auch in kürzeren Zeitspannen angeboten und gehandelt werden können. Zentral ist allerdings, dass solche

Optionen nicht rein finanzieller Art bleiben, sondern eine physische Komponente beinhalten.<sup>1</sup> Das heißt, dass sie mit einer Verpflichtung zur Produktionsbereitschaft entsprechender Anlagen versehen sein müssen. Über den Umfang der Eindeckung mit solchen Optionen entscheiden die Lieferanten entsprechend der Präferenzen ihrer Kunden selbst. Auch die Referenzwerte und Ausübungspreise können individuell vereinbart werden.

Optionen zum Abruf von gesicherter Leistung im Knappheitsfall müssen also für solche Strommengen hinterlegt sein, die nicht bereits über physische Forwards versichert sind oder bewusst keine Vollversorgungspräferenz haben. Kunden ohne Vollversorgungsanspruch müssen also mit ihrem Versorger oder Netzbetreiber einen zeitlich und preislich terminierten Lastabwurf vereinbaren, so dass sich eine präferenzbasierte Abschaltreihenfolge ergibt. Verbleibender Leistungsüberhang ohne Optionen würde spätestens bei Systeminstabilität abgeschaltet. Maßgeblich für das Funktionieren einer solchen Logik ist, dass die nicht mit gesicherter Leistung versicherten Lieferungen gezielt abgeschaltet werden können. Könnten alle Verbraucher zentral gemäß ihres Hedging-Verhaltens abgeschaltet werden, dürfte nur noch exakt die Nachfrage bedient werden, für die eine entsprechende Leistungsvorhaltung auch existiert. Vor diesem Hintergrund wäre es sinnvoll, zentral die technischen Voraussetzungen dafür zu schaffen, dass die Unterlassung einer Absicherung abgerufener Strommengen individuell zuzuordnen ist und im besten Fall mit Nicht-Versorgung „bestraft“ werden kann. Oder aber die Nicht-Versorgung entspricht ohnehin den Nachfragepräferenzen.

Da dies technisch jedoch bislang nicht bei allen Kunden möglich ist und in Verbindung mit den oben genannten Marktunsicherheiten, kann es dazu kommen, dass sich Marktteilnehmer nicht regelkonform verhalten und beispielsweise ihre Last nicht wie vereinbart abwerfen. Da dies erst auffällt, wenn es bereits zu einem ungewünschten Schadensfall (mit externen Effekten) kommt, muss gegebenenfalls eine alternative Schärfung der Anreize zur Leistungsabsicherung erfolgen. Dies kann in einer Überprüfung der ausreichenden Eindeckung mit Versicherungen zu einem Zeitpunkt vor dem eigentlichen Schadensfall liegen, beispielsweise bei einer Überprüfung von regelkonformen Verhalten (Vereinbarter Lastabwurf und Erzeugung), beim Erreichen eines kritischen Intraday-Preises, der selten auftritt, aber doch erwarten lässt, dass Fehlverhalten aufgedeckt wird. Eine Pönalisierung muss entsprechend so gestaltet sein, dass sie den Wert einer Versicherungslösung deutlich übersteigt. Das erhöht die Wahrscheinlichkeit, Trittbrettfahrerverhalten vorzeitig aufzudecken und Anreize zu intensivieren. Die künstliche Erhöhung der Wahrscheinlichkeit des Knappheitsfalls kann ein überhöhtes Niveau an Leistungsvorhaltung bewirken. Vor diesem Hintergrund ist die Definition des auslösenden Knappheitspreises von erheblicher Bedeutung und kritisch zu evaluieren.

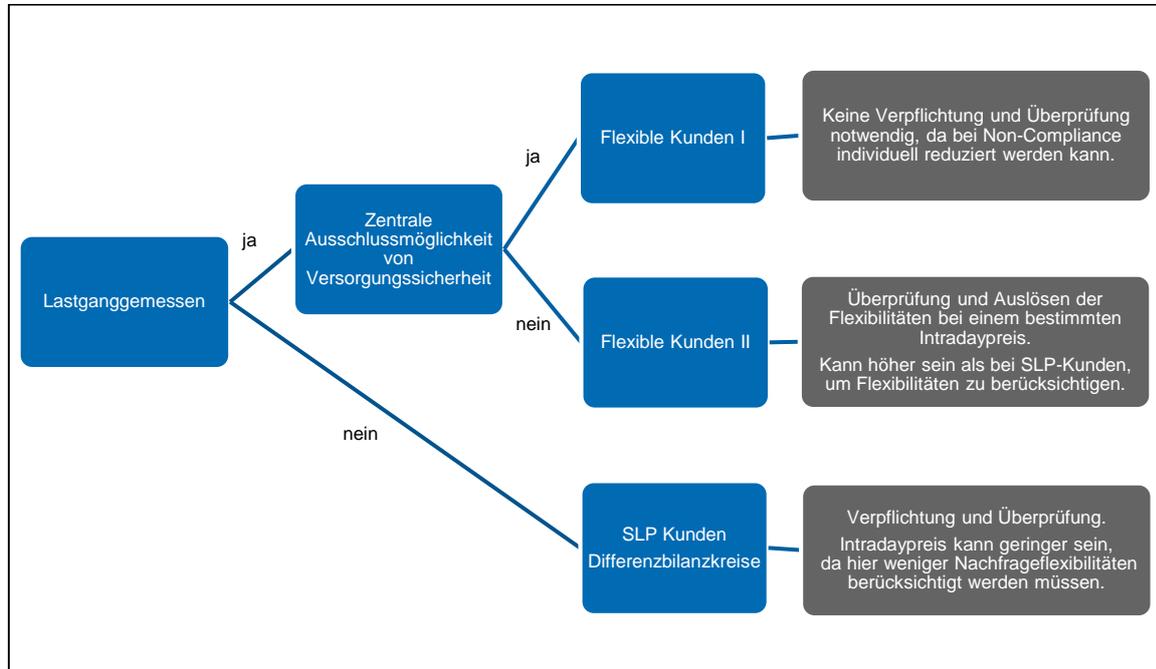
Über eine solche Überprüfung von Leistungsabsicherungen wird sichergestellt, dass beispielsweise Kunden ohne Lastgangmessung oder die Möglichkeit, zentral vom Netz genommen zu werden, über nicht regelkonformes Verhalten eine unerwünschte Versorgungsunterbrechung herbeiführen und nicht ausreichend zu Finanzierung von Leistungsvorhaltung beitragen. Da jedoch, wo glaubhaft ein zentral gesteuerter Leistungsausschluss möglich ist, müssen die Anbieter selber über ihre Versicherungsniveau entscheiden können. Hier wäre es theoretisch auch möglich, einen Lastabwurf oberhalb des definierten Knappheitspreises anzubieten. Diese Un-

---

<sup>1</sup> Ähnliche Ansätze verfolgen das Konzept des Dezentralen Leistungsmarktes (BDEW/VKU, 2014) oder der Decentralised Reliability Options (Pyöry, 2015).

terscheidung ist wichtig, da Anreize bestehen müssen, perspektivisch in technische Ausstattung zu investieren, um stärker von Preisbewegungen im Strommarkt profitieren zu können.

**Abbildung 1: Versicherungspflicht und Überprüfung nach Stromkunden**



Quelle: Eigene Darstellung

Zentral dafür, dass sich nachfrageseitig ein gewünschtes Niveau an Versorgungssicherheit ausdrücken kann, ist es, dass im Falle eines Ungleichgewichtes die gezielte Abschaltung von solchen Lasten möglich ist, die nicht mit entsprechenden Optionen beziehungsweise physischen Forwards hinterlegt sind. Damit würde aus dem bisherigen kostenlosen öffentlichen Gut ein privates Gut, das – zumindest in bestimmten Zeiten – auch kostenpflichtig wäre. Sofern darauf verzichtet wird, nimmt der Verbraucher das höhere Risiko auf sich, bei Kapazitätsengpässen notfalls abgeschaltet zu werden, um den Ausfall der abgesicherten Verbraucher zu vermeiden. Es muss daher stärker auf die technische Fähigkeit hingewirkt werden, einzelne Verbraucher gezielt vom Netz zu nehmen oder die von ihnen in Anspruch genommene Leistung wirksam zu begrenzen. Nur soweit dies nicht umsetzbar ist sollte second best für solche Verbraucher, deren regelkonformes Verhalten nicht erzwungen werden kann, eine Verpflichtung und häufigere Überprüfung von entsprechenden Versicherungsprodukten, eingeführt werden.

In Bezug auf die Kapazitätsreserve bedeutet eine solche Gestaltung von Märkten jedoch auch, dass auf eine solche Reserve perspektivisch verzichtet werden kann und sollte. Auch wenn sie in Bezug auf zentrale Kapazitätsmärkte den Vorteil aufweist das eigentliche Marktgeschehen weitestgehend unbeeinflusst zu lassen, birgt sie doch auch Risiken, beispielsweise in der Beeinflussung der Ausgleichsenergiepreise, die durch die Abrechnung der Kapazitätsreserve faktisch begrenzt werden. Außerdem bietet sie sich bei Funktionsstörungen im Strommarkt als Notlösung an, die perspektivisch immer weiter aufgebläht werden könnte. Einer Vergrößerung der Kapazitätsreserve sollte daher unbedingt gesetzlich bindend vorgebeugt werden. Denn eine Vergrößerung der Reserve würde immer stärker einem zentralen Kapazitätsmarkt ähneln und damit Ineffizienzen und regulatorische Risiken vergrößern.

## 5 Fazit

Die Maßnahmen der Bundesregierung stärken die bisherigen Regeln des Strommarktes dahingehend, dass Preissignale die Veränderungen des Marktes besser abbilden und entsprechend der Bedarf an vorgehaltener Leistung und Flexibilität offengelegt wird. Gleichzeitig bleiben Zweifel, ob sich diese Anreize aufgrund direkter und indirekter politischer Eingriffe oder aber aufgrund von externen Effekten bei Versorgungsunterbrechungen uneingeschränkt entfalten können beziehungsweise ob sie rechtzeitig wirken. Durch die Kapazitätsreserve ist diesem Fall zunächst vorgebeugt, jedoch stellt sie durch die Festlegung eines Ausübungspreises selbst eine Beschränkung des Preismechanismus dar.

Vor diesem Hintergrund können zusätzliche Anstrengungen nötig sein, um ein ausreichendes Maß an Investitionen in Leistungsvorhaltung zu generieren. Dazu ist es nach Auffassung der Gutachter vorrangig, sukzessive darauf hinzuwirken, dass Verbraucher gezielt von einer Vollversorgung ausgeschlossen werden können. Zusätzliche muss es am Terminmarkt Bezugsoptionen mit einer explizit physischen Komponente geben, die im Knappheitsfall als Differenzierungsmerkmal, wer weiter versorgt wird und wer nicht, dient. Kundenlieferungen, bei denen eine Verbrauchsreduktion nicht zentral herbeigeführt werden kann, müssten vor Eintritt des eigentlichen echten Schadensfalls auf regelkonformes Verhalten, sprich ausreichende Versicherung beziehungsweise Lastabwurf, überprüft werden.

Auf diesem Wege könnte die Vorhaltefunktion des Strommarktes weiter gestärkt werden. Auf eine Kapazitätsreserve sollte vor dem Hintergrund regulatorischer Risiken und indirekter Wirkungen auf das Marktgeschehen perspektivisch verzichtet werden.

## Literatur

**BMWi** - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015a, Ein Strommarkt für die Energiewende, Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch)

**BMWi** - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015b, Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz)

**BMWi** - Bundesministerium für Wirtschaft und Energie, 2015c, Verordnung des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie, Verordnung zur Regelung des Verfahrens der Beschaffung, des Einsatzes und der Abrechnung einer Kapazitätsreserve (Kapazitätsreserveverordnung – KapResV)

**Bundesnetzagentur**, 2013, Positionspapier zur Wahrnehmung der Pflichten nach § 4 Abs. 2 StromNZV und Ziffer 5.2. des Standardbilanzkreisvertrages durch die Bilanzkreisverantwortlichen

**Cramton, Peter / Ockenfels, Axel**, 2011, Economics and design of capacity markets for the power sector

**Connect**, 2014, Endbericht Leitstudie Strommarkt, Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

**EEX**, 2015, Konzeptpapier Energiewendeprodukte

**EWI** - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln, 2012, Untersuchungen zu einem zukunftsfähigem Strommarktdesign

**Frontier / Consentec**, 2014, Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment), Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

**Monopolkommission**, 2015, Energie 2015: Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende, Sondergutachten 71

**Pyöry**, 2015, Decentralised Reliability Options - Securing European electricity markets

**r2b**, 2014, Endbericht Leitstudie Strommarkt, Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

**Vries**, L. J. de, 2003, The Instability of Competitive Energy-Only Electricity Markets, Research Symposium European Energy Markets, The Hague, September 2003, Delft