

Zur These einer allein durch Energy-only- Markets gesicherten erzeugungsseitigen Ver- sorgungssicherheit

Exzerpt aus dem Zuwendungsprojekt zu „Versorgungssicherheit auf dem Weg zu 60% Erneuerbaren Energien im Stromverbrauch: eine akteursbezogene Analyse“

IZES gGmbH
Institut für ZukunftsEnergieSysteme
Uwe Klann
Altenkesseler Str. 17
66115 Saarbrücken
Tel.: +49-(0)681-9762-840
Fax: +49-(0)681-9762-850
Email: klann@izes.de

Gefördert durch:



Bundesministerium
für Wirtschaft
und Energie

aufgrund eines Beschlusses
des Deutschen Bundestages

Autor: Uwe Klann

Saarbrücken, den 09.11.2015

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	II
1 Einleitung	3
2 Die These einer allein durch EOM gesicherten Versorgungssicherheit im Überblick	3
3 Diskussion der These einer allein durch EOM gesicherten Versorgungssicherheit	7
3.1 Ablauf einer Überschussnachfrage in Deutschland	7
3.2 Zur Definition der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit.....	10
3.3 Zur güterwirtschaftlichen Einordnung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit.....	12
3.4 Zur Bedeutung von Flexibilitätsoptionen.....	15
3.5 Zu Preisspitzen auf den EOM.....	16
3.6 Sonstiges.....	19
4 Zusammenfassung.....	20
5 Literatur.....	22

1 Einleitung

Gegenwärtig sind in der Stromerzeugung Überschusskapazitäten vorhanden. Eine erzeugungsseitige Versorgungssicherheit ist damit jetzt und in naher Zukunft gewährleistet. Allerdings ist ein Abbau von Erzeugungskapazitäten in Zukunft zu erwarten. Ob dann oder unter welchen Bedingungen hinreichend Kapazitäten zugebaut werden, die bei einer Anpassung an einen zunehmenden Anteil der Stromerzeugung aus fluktuierenden erneuerbaren Energien eine erzeugungsseitige Versorgungssicherheit weiterhin gewährleisten, ist offen. Seit längerem wird dabei kontrovers diskutiert, ob „Energy Only“-Markets (EOM) in der Lage sind, eine hohe erzeugungsseitige Versorgungssicherheit langfristig zu gewährleisten. Das BMWi vertritt die Ansicht, dass dem so ist (BMWi 2015, S.4). Es hat inzwischen auch einen Gesetzentwurf vorgelegt, der zu einer langfristigen Sicherung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit durch EOM beitragen soll (BMWi Referentenentwurf, 2015). Das Ministerium stützt sich bei dieser Einschätzung auf Studien, die im Jahr 2014 vorgelegt wurden, wobei besonders Frontier Economics/Formeat (2014, S.25) und r2b energy consulting (2014, S.1) zu nennen sind. Da es sich um eine wegweisende und gravierende Entscheidung handelt, eine erzeugungsseitige Versorgungssicherheit den EOM zu überlassen, werden die entsprechenden Thesen der beiden Studien im Folgenden näher betrachtet.

Hierzu wird zuerst eine kompakte Darstellung der einschlägigen Thesen gegeben. Die dort herausgearbeiteten Begründungen werden danach im Einzelnen diskutiert, um einzuschätzen, inwieweit EOM tatsächlich in der Lage sind, eine erzeugungsseitige Versorgungssicherheit zu gewährleisten.

2 Die These einer allein durch EOM gesicherten Versorgungssicherheit im Überblick

In das Weißbuch zum Strommarktdesign des BMWi (2015) und den aus ihm hervorgegangenen BMWi Referentenentwurf (2015) gingen Studien ein¹, die die These vertreten, erzeugungsseitige Versorgungssicherheit könne auch langfristig allein durch Energy-only-Märkte (EOM) gesichert werden². Um dies zu gewährleisten, schlagen sie

¹ Es handelt sich vornehmlich um Frontier Economics/Formeat (2014) und r2b energy consulting (2014).

² „Das BMWi lehnt einen Kapazitätsmarkt ab und bekennt sich zum liberalisierten, europäischen Strommarkt. ... Im Strommarkt 2.0 können sich die benötigten Kapazitäten über die Marktmechanismen refinanzieren. Zu diesem Ergebnis kommen verschiedene Gutachten im Auftrag des BMWi.“ (BMWi., 2015, S.4).

Änderungen des Designs verschiedener Märkte vor. Als Vorbereitung zur Diskussion dieser These wird diese und ihre Begründung in diesem Abschnitt kurz dargestellt.

Frontier Economics/Formeat (2014, S.25) und r2b energy consulting (2014, S.1) definieren erzeugungsseitige Versorgungssicherheit auf dem Strommarkt nahezu identisch: Versorgungssicherheit sei gegeben, sofern „Nachfrager elektrische Energie³ beziehen können, wenn ihre Zahlungsbereitschaft (Nutzen) höher als der Marktpreis (Kosten) ist.“ Auf Basis dieser Definition wird in den beiden Gutachten diskutiert, inwieweit und unter welchen Bedingungen EOM zu Investitionen in Erzeugungsanlagen führen, die die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit nach dieser Definition langfristig gewährleisten. Beide Gutachten kommen zu dem Schluss, dass EOM diese Aufgabe - gegebenenfalls nach Anpassungen einzelner Rahmenbedingungen – erfüllen. Trotz teilweiser unterschiedlicher Einschätzung einzelner Sachverhalte sind die Argumentationen hinreichend ähnlich, um sie für den hier verfolgten Zweck gemeinsam darstellen zu können.

Eine erzeugungsseitige Versorgungssicherheit ist nach dieser Definition gegeben, wenn sich langfristig stets markträumende Preise einstellen. Damit ist verbunden, dass dafür erforderliche Investitionen in (verfügbare) Erzeugungsleistung rentabel sind. Für Stromerzeugungsanlagen kommen Erlöse aus

- den EOM ohne Knappheitspreise entsprechend der Merit-Order,
- den EOM mit Knappheitspreisen bei voller Auslastung der verfügbaren Erzeugungsanlagen sowie
- Märkten für Systemdienstleistungen, insbesondere denjenigen für Regelenergie, und auch aus privaten Kontrakten zu Bereitstellung von Leistung und Terminmärkten

in Betracht.

Die Erlöse aus EOM ohne Knappheitspreise stellen sich ein, wenn die angebotene Erzeugung die Nachfrage übersteigt. Sofern ein funktionierender Wettbewerb zwischen Erzeugern vorliegt, stellen diese ihre Stromangebote auf Basis ihrer jeweiligen Grenzkosten ein. Ordnet man diese Gebote aufsteigend, erhält man die Merit-Order. Verkauft wird dann die Strommenge, die die Last in diesem Zeitraum – z.B. eine Viertelstunde - deckt. Der einheitliche Preis⁴, der sich für Strom ergibt, entspricht dann den Grenzkosten des teuersten Kraftwerks, das noch erforderlich ist, um die Last zu decken. Da der Preis den Grenzkosten des teuersten Kraftwerks entspricht, erhält dieses durch den Erlös keinen Beitrag für die Deckung fixer Betriebs- und Investitionskosten.

³ r2b energy consulting (2014, S.1) ersetzt „Nachfrager elektrische Energie“ durch „Verbraucher Strom“. Im Gegensatz zu R2B (2014) schließt Frontier Economics/Formeat (2014) nach dem Wortlaut demnach insbesondere den Großhandel als Stromnachfrager ein. Der Unterschied ist aber in der weiteren Diskussion unerheblich.

⁴ Faktisch entsteht bei den Spotmärkten nur auf dem Day-ahead-Markt ein einheitlicher Preis, auf dem Intra-day-Markt sind aufgrund des kontinuierlichen Handels verschiedene Preise für die gleiche Lieferzeit möglich.

Wird das Ausscheiden dieser Kraftwerke unterstellt, so werden bis dato günstigere Kraftwerke, die somit auch noch einen Deckungsbeitrag erwirtschaftet haben, selbst zum Grenzkraftwerk. Aus diesem Grund sinken die Anreize, in neue Kapazitäten zu investieren. Insofern kann allein ein EOM ohne Knappheitspreise keine ausreichenden Einnahmen für den Zubau der Grenzkosten-Kraftwerke generieren. Zur Sicherung einer erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit sind damit Knappheitspreise und/oder Zahlungen für die Bereitstellung von Leistung erforderlich.

Voraussetzung für Knappheitspreise ist, dass die nach Abzug der für Systemdienstleistungen erforderlichen Leistung resultierende verfügbare Erzeugungsleistung nicht ausreicht, um die Nachfrage zu einem Preis, der den Grenzkosten des teuersten Kraftwerks entspricht, zu decken. Liegt zudem eine preisflexible Nachfrage vor, stellt sich der Preis ein, bei dem die Nachfrage der verfügbaren Erzeugungsleistung entspricht. Nach der Definition von Frontier Economics/Formeat (2014, S.25) und r2b energy consulting (2014, S.1) ist in diesen Situationen auch eine erzeugungsseitige Versorgungssicherheit gegeben. Da dann der Preis auch über den Grenzkosten des teuersten Kraftwerks liegt, trägt er dazu bei, dessen fixe Betriebskosten und Investitionskosten zu decken. Nach Frontier Economics/Formeat (2014) und r2b energy consulting (2014) reichen unter geeigneten Rahmenbedingungen die von Investoren antizipierten zukünftigen Preisspitzen aus, um hinreichende Erzeugungskapazitäten und Flexibilitäten bereitzustellen, wodurch langfristig eine erzeugungsseitige Versorgungssicherheit gewährleistet wird. Dies ist die Hauptthese der beiden Studien.

Die weiteren Erlösmöglichkeiten - vor allem durch private Verträge zur Sicherung von Erzeugungsleistungen - werden in den Studien aus den Bedingungen für eine langfristig funktionierende Versorgungssicherheit durch EOM abgeleitet und tragen ebenfalls zu einer Versorgungssicherheit im oben genannten Sinne bei. Insbesondere sind dabei auch Terminmärkte zu beachten. So kann sich ein Kraftwerksbetreiber zu einem erheblichen Teil durch einen Verkauf an Terminmärkten finanzieren. Sofern es sich um ein flexibles Kraftwerk handelt, kann der Betreiber über make-or-buy-Entscheidungen zusätzliche Einnahmen erzielen: Sofern sich Spotmarktpreise unterhalb der Grenzkosten einstellen, kann der Betreiber durch Verzicht auf eine eigene Erzeugung und einen Zukauf der auf dem Terminmarkt kontrahierten Menge auf dem Spotmarkt

zusätzliche Einkommen verschaffen. Inwieweit Terminmärkte geeignet sind, hängt auch von deren zeitlicher Tiefe ab, die mit gegenwärtig drei Jahren relativ gering ist⁵.

Entscheidend für diese weiteren Erlösmöglichkeiten sind das Bilanzkreiswesen und insbesondere die Höhe von Ausgleichsenergiepreisen. Falls kein markträumender Preis gefunden wird, muss eine Überschussnachfrage vorliegen, die sich ex post und netto in unterdeckten Bilanzkreisen manifestiert. Ein Ausgleich erfolgt in diesem Fall durch den Einsatz von Regelenergieleistung durch die Netzbetreiber. Von den Bilanzkreisverantwortlichen der unterdeckten Bilanzkreisen ist dann eine Zahlung in Höhe der unterdeckten Arbeit multipliziert mit dem Ausgleichsenergiepreis zu leisten. Der Ausgleichsenergiepreis bestimmt demnach in diesem Fall die Opportunitätskosten einer Unterdeckung des Bilanzkreises für jeden Bilanzkreisverantwortlichen. Damit steuert der Ausgleichsenergiepreis den ökonomischen Anreiz, eine Unterdeckung der Bilanzkreise zu vermeiden. Mithin ist er auch der wesentliche Parameter, um einem Verstoß gegen die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit im hier verwendeten Sinn vorzubeugen⁶. Damit diese Vermeidung funktioniert, müssen auch entsprechende gesicherte Leistungen oder andere Flexibilitäten vorhanden sein. Um Unterdeckungen zu vermeiden, können Bilanzkreisverantwortliche Kraftwerksbetreibern Zahlungen für die Bereithaltung verfügbarer Leistungen anbieten, was zu einer zusätzlichen Einnahmequelle für Kraftwerke werden kann. Insoweit bestimmt die Höhe des Ausgleichsenergiepreises auch zusätzliche Einnahmen der Kraftwerksbetreiber mit.

Um die Aussage der beiden Studien zu diskutieren, dass EOM eine erzeugungsseitige Versorgungssicherheit gewährleisten, werden folgende Festlegungen im Verlauf dieses Papiers diskutiert⁷:

⁵ Die Terminmärkte werden deshalb im Folgenden nicht berücksichtigt. Bei sehr langen Laufzeiten von Terminkontrakten wären zudem die entstehenden Insolvenzrisiken zu berücksichtigen: Sofern der Terminpreis deutlich über dem zukünftigen durchschnittlichen Spotmarktpreis liegt, würde der Anbieter zwar einen Gewinn erzielen. Gleichzeitig sind für den betroffenen Vertrieb aber die Bezugskosten von Strom deutlich höher als für andere Vertriebe, die sich nicht in der Höhe auf dem Terminmarkt eingedeckt haben, was tendenziell den betroffenen Vertrieb in die Insolvenz treiben könnte. In diesem Fall würde der Kraftwerksbetreiber aus dem Termingeschäft nicht den erwarteten Gewinn erzielen. Falls andererseits die Terminpreise deutlich unter den zukünftigen Spotmarktpreisen liegen – z.B. weil die Erdgaspreise schneller als erwartet gestiegen sind – droht dem Erzeuger selbst eine Insolvenz.

⁶ Nach dem BMWi Referententwurf (2015, S.53) wird im Falle eines Abrufs der Kapazitätsreserve ein Ausgleichsenergiepreis von mindestens 20.000 €/MWh vorgesehen. Die Kapazitätsreserve wird abgerufen, sofern ohne sie eine Überschussnachfrage nach Strom vorliegen würde. Die Abgrenzung zwischen einem Einsatz von Regelleistung und von Leistung aus der Kapazitätsreserve ist rechtlich noch nicht geklärt.

⁷ Die quantitativen Simulationen in Frontier Economics/Formeat (2014) und r2b energy consulting (2014) stehen dabei nicht im Mittelpunkt. Die Simulationen, die auch verschiedene Kapazitätsmärkte betrachten, werden in Öko-Institut/LBD (2015) ausführlich diskutiert. Hier sei darauf hingewiesen, dass es fraglich ist, ob Optimierungsmodelle, in denen eine perfekte Voraussetzung unterstellt wird, geeignet sind, das Investitionsverhalten und die Aktivierung von Flexibilitätsoptionen unter verschiedenen institutionellen Bedingungen zu analysieren. Denn letztlich wird durch die Abbildung der Märkte über eine Optimierung bereits implizit angenommen, dass freie Märkte zu einer effizienten Lösung führen.

- Die Definition von Versorgungssicherheit sowie die Einordnung dieser erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit als privates bzw. Almendegut durch r2b energy consulting (2014, S.81),
- Die Festlegungen für das Bilanzkreissystem und insbesondere die Ausgleichsenergiepreise dahingehend, dass es im Vergleich zum Bezug von Ausgleichsenergie stets vorteilhaft ist, Strom oder Leistung über Märkte zu beziehen,
- Die Zulassung und das Auftreten von Preisspitzen und die Orientierung potenzieller Investoren in Erzeugungsanlagen daran; Angebote auf den EOM oberhalb der Grenzkosten werden zugelassen und nicht als Indiz einer Marktherrschaft aufgefasst,
- Die Erschließung hinreichender Flexibilitätsoptionen, insbesondere:
 - Eine ausreichende Anzahl an Stromnachfrager reagiert hinreichend stark auf Strompreise, um stets einen markträumenden Preis zu gewährleisten, und sie haben einen Anreiz, ihre wahren Kosten einer (vorübergehenden) Reduktion des Strombezugs zu enthüllen,
 - Der europäische Binnenmarkt für Strom wird weiterentwickelt.
- Der erforderliche Netzausbau wird zügig realisiert.⁸

Zunächst wird für das Hintergrundverständnis kurz skizziert, wie eine Überschussnachfrage – also eine Verletzung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit – gegenwärtig ablaufen würde.

3 Diskussion der These einer allein durch EOM gesicherten Versorgungssicherheit

3.1 Ablauf einer Überschussnachfrage in Deutschland

Eine erzeugungsseitige Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit zeigt sich in einer vorhersehbaren Überschussnachfrage in einem bestimmten Zeitabschnitt. Das bedeutet, dass Großhändler oder Vertriebe⁹ nicht in der Lage sind, sich mit der Strommenge

⁸ Um das eigene Thema eines unzureichenden Netzausbaus hier zu vermeiden, wird von einer zügigen Realisierung einer „Kupferplatte“ ausgegangen.

⁹ Im Weiteren wird nur ein Vertrieb betrachtet, da ein Großhändler, der nicht genügend Strom zukaufen kann, um einen Vertrag mit einem Vertrieb zu erfüllen, letztlich einen Verbrauchsüberschuss bei diesem Vertrieb verursacht. Die Beschreibung ist dann – abgesehen von möglichen privatrechtlichen Forderungen des Vertriebs gegen den Großhändler – identisch mit dem Fall, in dem ein Vertrieb der direkte Auslöser ist.

inzudecken, die sie vertraglich zu liefern verpflichtet sind. Da sie nur einen ausgeglichenen Bilanzkreis melden können, sind sie gezwungen, die Strommenge anzugeben, die sie beschaffen konnten¹⁰. Die fehlende Strommenge wird hier also nicht ersichtlich. Tritt dann in dem Zeitabschnitt eine Überschussnachfrage ein, ist aus Sicht der ÜNB nicht zu unterscheiden, ob es sich um ein vorhersagbares Ereignis handelt oder nicht. Die ÜNB werden aufgrund des in der Überschussnachfragesituation zu beobachtenden Frequenzabfalls positive Regelenergie einsetzen. Grundsätzlich werden die ÜNB im weiteren Verlauf zur Stabilisierung der Netzspannung von ihnen kontrahierte Erzeugungsleistungen oder Lasten aktivieren. Sofern diese Maßnahmen nicht ausreichen, werden sie Last abwerfen. Im Zuge der Abrechnung werden die Bilanzkreise der betroffenen Vertriebe im Umfang ihrer ex post festgestellten Unterspeisung mit dem Ausgleichsenergiepreis belastet. Sollten sich derartige Situationen mit den gleichen Vertrieben häufiger wiederholen, droht ihnen eine Schließung ihres Bilanzkreises, was mit einem Ausschluss aus dem Stromhandel gleichzusetzen ist¹¹.

An diesem Ablauf ist hier von Bedeutung:

- Eine klare Trennung zwischen erzeugungsseitiger und netzseitiger Versorgungssicherheit schwimmt insofern, als eine Verletzung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit zu einem Einsatz von Erzeugungsleistung oder einer Verringerung von Lasten führt, die für die netzseitige Versorgungssicherheit bereitgestellt wurden. Insofern ist in einer solchen Situation die Wahrscheinlichkeit einer netzseitigen Versorgungsbeeinträchtigung erhöht.
- Bei der Frage, welche Eigenschaften das Gut Versorgungssicherheit hat, ist zu berücksichtigen, inwieweit der Vertrieb oder der Netzbetreiber einen Zugriff auf eine flexible Last hat. Im Falle eines Lastabwurfs durch den Netzbetreiber kann nicht ausgeschlossen werden, dass ein Verbraucher betroffen ist, der seinem Vertrieb eine (ausgenutzte) Flexibilität zur Verfügung stellte. Insofern kann ein Vertrag eines flexiblen Verbrauchers mit einem Vertrieb nicht ausschließen, dass der Verbraucher von einem Lastabwurf des Netzbetreibers aufgrund einer erzeugungsseitigen Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit betroffen sein könnte. Der Vertrag eines Verbrauchers mit seinem Vertrieb hat für den Netzbetreiber keine bindende Wirkung. Vielmehr wäre für einen Verbraucher, der seine Flexibilität seinem Vertrieb anbietet, eine zusätzliche Vereinbarung mit dem Netzbetreiber erforderlich, dass er im Falle eines Lastabwurfs aufgrund einer Verletzung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit nicht betroffen ist. Ein solcher Eingriff in die Pflichten und Rechte der ÜNB

¹⁰ Zum Bilanzkreiswesen s. StromNZV §4.

¹¹ Im BMWi Referentenentwurf (2015, S.100) wird eine Verordnungsermächtigung angesprochen, deren Nutzung „insbesondere zur Abgrenzung von Kapazitätsreserveleistung und Regelleistung“ verwendet werden kann. Gegenwärtig ist diese Abgrenzung noch nicht ersichtlich.

dürfte schwerlich mit ihrer Aufgabe, die Systemsicherheit zu wahren, vereinbar sein. Ohne einen derartigen Vertrag zwischen dem flexiblen Verbraucher und dem Netzbetreiber ist erzeugungsseitige Versorgungssicherheit aber kein privates Gut, und eine flexible Nachfrage verringert nicht die Wahrscheinlichkeit, im Falle einer Lastabschaltung betroffen zu sein.

In Frontier Economics/Formeat (2014, S.208f.) wird dieser externe Effekt als relativ unbedeutend angesehen, da die Wahrscheinlichkeit seines Auftretens gering sei und Verbraucher, die hohe Kosten einer Teilabschaltung zu gewärtigen haben, Netzersatzanlagen vorhielten¹². Dies ist insofern zu kurz gegriffen, als die langfristige Wahrscheinlichkeit des Auftretens gerade auch davon abhängt, inwieweit zukünftig rechtzeitig ausreichende Investitionen in Erzeugungsanlagen erfolgen und zudem unbeachtet bleibt, dass bei einem „Brown out“ die Wahrscheinlichkeit eines „Blackouts“ steigt. Zur langfristigen Wahrscheinlichkeit des Auftretens ist auch anzumerken, dass in Frontier Economics/Formeat (2014) ein Konzept einer ökonomisch effizienten erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit verfolgt wird. Die Wahrscheinlichkeit eines Auftretens ist dann von der schwierig zu antizipierenden Entwicklung v.a. des Kraftwerksparks, der Flexibilitäten und Lasten abhängig.

- Für den Fall eines Lastabwurfs wird auch eine Externalität auf der Erzeugerseite genannt (s. r2b energy consulting, 2014, S.82): Mit dem Lastabwurf werden vertraglich vereinbarte Lieferungen von Erzeugern unterbunden. Dadurch entgehen den betroffenen Erzeugern Einnahmen gerade in Zeiten mit hohen Preisen. Hierdurch können auch Investitionen in Kraftwerke unrentabel werden. r2b energy consulting (2014, S.82) hält „in der derzeitigen Praxis“ den Effekt für unbedeutend, da diese Fälle relativ selten seien und daher einen geringen Erwartungswert aufwiesen. Inwieweit sich dies bei Verfolgung des Konzepts einer ökonomisch effizienten Erzeugungssicherheit zukünftig ändert, ist schwierig einzuschätzen. Bemerkenswert ist aber, dass r2B (2014, S. 82) entgegen ihrer eigenen Schlussfolgerungen vorschlagen, diese externen Effekte ex ante durch eine Kapazitätsreserve oder Entschädigungszahlungen für entgangene Erlöse im Fall einer Abschaltung auszuschließen. Inwieweit eine Kapazitätsreserve oder eine Entschädigungszahlung das r2B-Ziel einer effizient zu gewährleistenden Versorgungssicherheit besser erfüllen, wird nicht diskutiert.

¹² Allerdings überschneiden sich auch hier netzseitige und erzeugungsseitige Versorgungssicherheit, da Netzersatzanlagen sowohl eine Absicherung gegen netzseitige als auch gegen erzeugungsseitige Risiken bieten.

3.2 Zur Definition der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit

Die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit ist nach Frontier Economics/Formeat (2014) und r2b energy consulting (2014) gegeben, sofern „Nachfrager elektrische Energie beziehen können, wenn ihre Zahlungsbereitschaft (Nutzen) höher als der Marktpreis (Kosten) ist.“

Diese am Marktgeschehen orientierte Definition ist zu unterscheiden von der Definition einer „ökonomisch effizienten“ Versorgungssicherheit. Letztere würde verlangen, dass die Versorgungssicherheit so gewählt wird, dass die Gesamtkosten minimal sind. Dabei sind die Kosten einer Gewährleistung von Versorgungssicherheit und die Kosten einer Versorgungsunterbrechung zu betrachten. Eine ökonomisch effiziente erzeugungsseitige Versorgungssicherheit ist gegeben, wenn die Summe dieser beiden Kosten das Minimum erreicht. Gewöhnlich werden dabei die installierte Leistung oder das Verhältnis der über die Höchstlast hinausgehenden installierten Leistung zur Höchstlast als Indikatoren für die Versorgungssicherheit herangezogen¹³. Als Ergebnis erhält man die ökonomisch effiziente erzeugungsseitige Versorgungssicherheit. Demnach ist mit der Wahl einer ökonomisch effizienten Versorgungssicherheit das Sicherheitsniveau implizit bereits festgelegt. Es hängt nur mehr von den oben genannten Kosten ab. Hierzu ist zweierlei zu bemerken: Zum ersten könnte z.B. aus industriepolitischen Gründen eine andere bzw. höhere Versorgungssicherheit erwünscht sein. Dann wäre das Maß an Versorgungssicherheit – die Wahl von Indikatoren und deren Zielgröße - auf andere Weise abzuleiten und zu bestimmen¹⁴. Zum zweiten ist darauf hinzuweisen, dass die Kosten einer Versorgungsunterbrechung äußerst schwierig abzuschätzen sind. Sie hängen u.a. ab vom genauen Zeitpunkt der Unterbrechung, von der Dauer der Unterbrechung und von der Frist, die zwischen der Vorhersage einer Unterbrechung und der Unterbrechung selbst liegt¹⁵. Deshalb ist zu erwarten, dass in einem

¹³ S. z.B. Frontier Economics/Formeat (2014, S.112 ff.) und als Beispiel einer ausführlichen Untersuchung Brattle Group (2015). Für eine Definition und Festlegung der Höhe der Versorgungssicherheit können problemlos auch andere Indikatoren herangezogen werden (s. z.B. Frontier Economics/Formeat, 2014, S.112 ff.). In Texas wird die erzeugerseitige Versorgungssicherheit ebenfalls über EOM angestrebt. Der ISO, der für den Großteil des texanischen Strommarktes verantwortlich ist (ERCOT), orientiert sich dabei an einer Wahrscheinlichkeit von 0,1 loss-of-load events (LOLE) pro Jahr (s. Brattle Group, 2014, S.40). Frontier Economics/Formeat (2014, S.109ff.) übersetzen LOLE mit Lastüberhangswahrscheinlichkeit und erläutern es, als „die erwartete Anzahl an Stunden in einem Jahr, in denen das abgeschätzte Erzeugungsangebot ... die Last nicht ... vollständig decken kann“. In der erwarteten Anzahl von Stunden muss es nicht notwendigerweise zu einem „Brown out“ kommen, da der Netzbetreiber in diesen Stunden Maßnahmen – z.B. Leistungsreserven aktivieren - ergreifen kann, um dies zu verhindern. ERCOT verwendet eine auf dieser Lastüberhangswahrscheinlichkeit beruhende Zielmarke von 13,75%, um die verfügbaren Kapazitäten die Last übersteigen sollen. Der Prozentsatz ist allerdings nicht verpflichtend (PUCT, 2014, Folie 3). FERC (2015, Folie 7) und Potomac (2014, S.90) zeigen die entsprechenden Zielwerte für verschiedene Gebiete der USA: Sie liegen stets bei etwa 15%. Zum Vergleich: Im Referentenentwurf BMWi (2015, S.96) wird ab dem Winterhalbjahr 2022/2023 eine Reserveleistung von 5% angestrebt.

¹⁴ Besonders falls die zu minimierende Gesamtkostenkurve relativ flach verläuft bietet es sich angesichts der Unsicherheiten an, auch derartige andere Aspekte der Versorgungssicherheitsniveaus heranzuziehen. Zu einem flachen Verlauf s. z.B. Brattle Group (2014).

¹⁵ S. z.B. Böske (2007, S.44ff.)

solchen Ansatz errechnete Niveaus einer ökonomisch effizienten Versorgungssicherheit stark von sehr unsicheren Annahmen in den Schätzungen beeinflusst werden.

Zwischen der Art der Bestimmung einer gewünschten Versorgungssicherheit und der Mechanismen, über die diese erreicht werden kann, besteht kein unmittelbarer Zusammenhang. D.h., selbst wenn eine ökonomisch optimale Versorgungssicherheit erreicht werden soll, folgt daraus nicht, dass sie über einen an EOM orientierten Ansatz realisiert werden kann. Gleichzeitig folgt aus der Wahl eines anderweitigen Versorgungsniveaus nicht, dass sie nicht über einen an EOM orientierten Ansatz realisiert werden kann. Denn auch falls ein an EOM orientierter Ansatz funktionieren sollte, beeinflussen regulatorische Festlegungen – z.B. die Berechnung des Ausgleichsenergiepreises – erheblich die Ergebnisse.

Die Definition der Versorgungssicherheit nach r2B (2014) und Frontier Economics/Formeat (2014) kann auch bei einer ökonomisch nichteffizienten Versorgung erfüllt sein. Teil der Definition ist nur die Nachfragersicht: Sofern jeder Verbraucher, dessen Zahlungsbereitschaft den sich einstellenden Marktpreis übersteigt, Strom kaufen kann, ist die Bedingung eingehalten. Insoweit ist allein eine Markträumung die ausschlaggebende Bedingung. Inwieweit die Marktpreise zu einer effizienten Allokation führen ist unerheblich. Z.B. wird die Bedingung einer Markträumung auch bei aufgrund von Marktmacht überhöhten Preisen und verringerten Mengen erfüllt. „Kosten“ werden in der Definition allein als Beschaffungskosten von Nachfragern – also den Marktpreisen – definiert, wobei die Definition offen lässt, welcher Markt mit der Einzahl „Marktpreis“ gemeint ist und welche z.B. auch nicht-börslichen Transaktionen zu berücksichtigen wären. Die Definition ist also keineswegs eindeutig. Sie kann wohl am ehesten so operationalisiert werden, dass eine erzeugungsseitige Versorgungssicherheit vorliegt, sofern alle Spotmärkte geräumt sind¹⁶. Das Versorgungssicherheitsniveau, das sich dann bei einer Sicherung über EOM einstellt, hängt von vielen Faktoren ab – z.B. dem Vorliegen von Marktmacht - und ist schwer zu antizipieren. Dazu trägt bei, dass für die Abschätzung der Entwicklung der Versorgungssicherheit eine langfristige Perspektive erforderlich ist und hierzu die zukünftigen Investitionen in Erzeugungsanlagen, Flexibilitätsoptionen u.a. abzuschätzen wären. Diese ergeben sich nach dem Vorschlag von r2b (2014) und Frontier Economics/Formeat (2014) allein aus den marktlichen Gegebenheiten. Ebenso könnte sich die Last je nach marktlichen Gegebenheiten langfristig unterschiedlich entwickeln. Der entscheidenden Frage, ob und wie häufig dann zukünftig mit einer (rationierten) Überschussnachfrage zu rechnen ist, kann man

¹⁶ Der Begriff bleibt insofern offen, als der Intraday-Handel als kontinuierlicher Handel organisiert ist, Somit wird dort kein einzelner markträumender Preis für eine bestimmte Stunde oder Viertelstunde ermittelt.

sich deshalb nur auf Basis quantitativer Untersuchungen annähern¹⁷. Jedenfalls wird durch die Entscheidung für eine EOM-orientierte Versorgungssicherheit – konkretisiert nach dem Konzept von r2b (2014) und Frontier Economics/Formeat (2014) - implizit ein Versorgungssicherheitsniveau festgesetzt, dessen normative Begründung allein in der Tatsache beruht, dass es auf Basis möglichst marktlicher Prozesse zustande kommt. Weder ein ökonomisch effizientes noch ein anderweitig begründetes Versorgungssicherheitsniveau wird dabei ohne weiteres erreicht. Der normative Gehalt, den die von r2b (2014) und Frontier Economics/Formeat (2014) verwendete Versorgungssicherheitsdefinition entfaltet, sollte in einer allgemeinen Diskussion der Definition von Versorgungssicherheit und der Festlegung eines erwünschten Niveaus genauer eingeordnet werden.

3.3 Zur güterwirtschaftlichen Einordnung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit

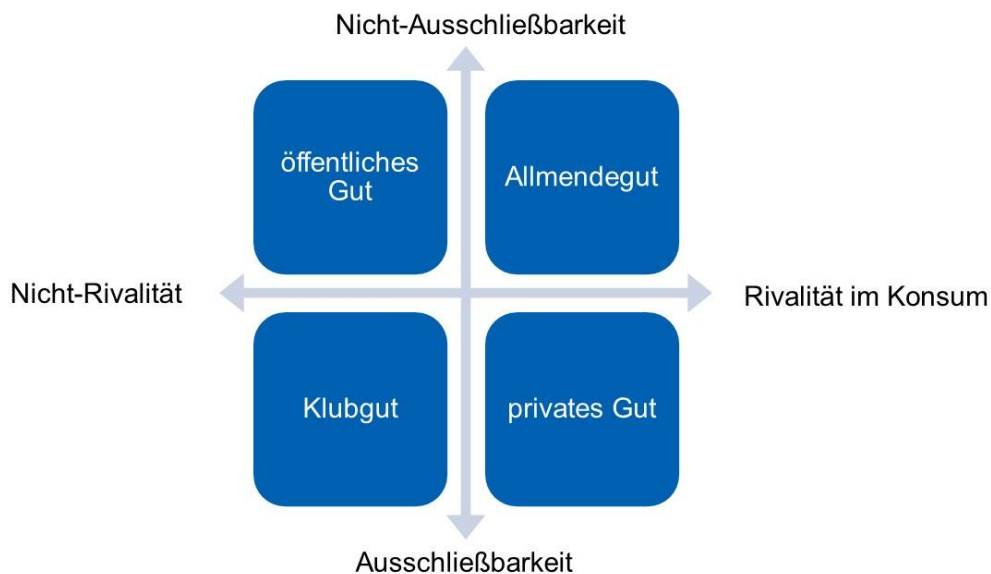
Private Anreize sind aus rein ökonomischer Sicht dann vorhanden, wenn es sich bei der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit um ein privates Gut und nicht um ein öffentliches Gut handelt. Ein öffentliches Gut liegt vor, wenn eine Nicht-Ausschließbarkeit der Inanspruchnahme sowie eine Nichtrivalität im Konsum gegeben sind. Auch wenn nur eines der beiden Definitionsmerkmale erfüllt ist, kann eine alleinige marktliche Bereitstellung problematisch sein. Falls nur eine Nichtrivalität im Konsum vorliegt, spricht man von einem Klubgut, sofern nur eine Nicht-Ausschließbarkeit vorliegt von einem Allmendegut (s. Abbildung 1). Dabei ist für beide Kriterien nicht einfach nur eine ja/nein-Entscheidung möglich, vielmehr sind graduelle Übergänge zu beachten¹⁸. Inwieweit ein öffentliches Gut vorliegt, ist dabei zudem nicht eine abstrakte anhaltende Gütereigenschaft. Die Einordnung wird vielmehr auch durch den Stand der Technik und den jeweiligen rechtlichen und organisatorischen Rahmenbedingungen bestimmt.

Eine Nichtrivalität im Konsum liegt vor, wenn der Konsum durch einen Verbraucher den Konsum eines anderen Verbrauchers nicht beeinträchtigt, wie es z.B. bei Straßenbeleuchtung der Fall ist. Eine Nichtausschließbarkeit ist gegeben, wenn man einen Konsumenten nicht an der Nutzung des Gutes hindern kann.

Abbildung 1: Zur Definition eines öffentlichen Gutes

¹⁷ Die Einrede, dass sich stets markträumende Preise auf den Spotmärkten einstellen und damit eine erzeugungsseitige Versorgungssicherheit nach r2b- und Frontier Economics/Formeat-Definition stets vorliege, führt hier nicht weiter. Sie basiert auf der Annahme, dass die Märkte stets geräumt werden. Damit wird das, was zu begründen ist, unmittelbar als Annahme eingeführt.

¹⁸ Z.B. liegt in einem Schwimmbad bei geringen Besucherzahlen i. Allg. keine Rivalität im Konsum vor, mit steigenden Besucherzahlen nimmt die Rivalität im Konsum aber zu.



Für die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit kommt r2b (2014, z.B. S.81f.) zu dem Ergebnis, dass der Strombezug und damit die Nutzung eines Teils der begrenzt verfügbaren Erzeugungsleistung für leistungsgemessene Kunden ein privates Gut sei und für nichtleistungsgemessene Kunden ein Allmendegut. Eine Rivalität im Konsum sieht r2B (2014) als gegeben an, da der Stromverbrauch eines Konsumenten den Verbrauch desselben Stroms durch einen anderen Konsumenten unmöglich mache. Sie konkurrierten mithin um die Versorgung mit Strom. Für leistungsgemessene Kunden stellt r2b (2014) fest, dass ihnen die tatsächlichen Kosten des Strombezugs in Knappheitssituationen in Rechnung gestellt werden können und bei fehlender Zahlungsbereitschaft eine Stromlieferung verhindert werden könne. Für nicht-leistungsgemessene Kunden sieht r2b (2014) ein Allmendegut, da eine Bepreisung entsprechend der jeweils aktuellen Knappheitspreise nicht möglich sei. Da deren Lieferanten aufgrund des Bilanzkreiswesens deren Beschaffungsprofil decken müssten, würden dort die entsprechenden Knappheitspreise berücksichtigt. Insofern liege bei einer erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit kein öffentliches Gut vor.

Bei dieser Einordnung beachtet r2b (2014) aber nicht, dass Netzbetreiber zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit als letztes Mittel Lastdrosselungen durchführen, wobei die Betroffenen nicht aufgrund bestehender Verträge ausgewählt werden. Alle Nichtbetroffenen profitieren von einer solchen Maßnahme zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit (Nicht-Rivalität) und werden de facto nicht ausgeschlossen. Die Betroffenen werden zwar ausgeschlossen, allerdings spielt die Zahlungsbereitschaft keine Rolle für den Ausschluss. Deshalb hat die Aufrechterhaltung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit durch diese letzte Maßnahme durchaus einen öffentlichen Gutcharakter. Damit haben Verbraucher einen Anreiz ihre Zahlungsbereitschaft

für einen Strombezug in Knappheitssituationen nicht zu offenbaren. Inwieweit dies faktisch von Bedeutung ist, hängt davon ab, mit welcher Häufigkeit eine solche Maßnahme durchgeführt und erwartet wird. Jedenfalls ist zu erwarten, dass eine rein marktbasierende Bereitstellung von erzeugungsseitiger Versorgungssicherheit zu einer - gemessen an den Präferenzen - zu unsicheren Versorgung führt. Dabei ist nochmals deutlich hervorzuheben, dass das Angebot einer Lastdrosselung zwar mit dem Vertrieb vereinbart sein kann, im Notfall der Netzbetreiber aber letztlich über eine Drosselung entscheidet. Insofern sind für die Frage, inwieweit erzeugungsseitige Versorgungssicherheit ein privates Gut ist, rechtliche Beziehungen zwischen drei Parteien – Verbraucher, Vertrieb und Netzbetreiber - zu beachten, was r2b (2014) nicht macht.

Für die Einschätzung, inwieweit Versorgungssicherheit tatsächlich für leistungsgemessene Verbraucher ein privates Gut ist, sind darüber hinaus Transaktionskosten und Informationsanforderungen zu beachten. Folgt man der Einschätzung von r2b (2014), dann nimmt man an, dass leistungsgemessene Kunden ihre Kosten einer Drosselung des Stromverbrauchs unter jeweils verschiedenen Rahmenbedingungen kennen und die Kosten zusammen mit den Rahmenbedingungen – z.B. Vorlaufzeit zwischen Bekanntgabe und Eintritt einer Drosselung - mit dem jeweiligen Vertrieb und Netzbetreiber in einem verbindlichen Vertrag vereinbaren können. Diese Annahme ist aufgrund der Komplexität der Abschätzung dieser Kosten kaum für alle leistungsgemessenen Kunden gerechtfertigt. Auch deshalb ist Versorgungssicherheit für leistungsgemessene Kunden, selbst wenn entsprechende technische Möglichkeiten und rechtliche Rahmenbedingungen vorliegen, nicht als privates Gut einzuschätzen. Zumindest ist erzeugungsseitige Versorgungssicherheit dann als Allmendegut anzusehen.

Betrachtet man mithin die praktische Umsetzung von erzeugungsseitiger Versorgungssicherheit, so sind durchaus signifikante Charakteristika eines öffentlichen Gutes zu erkennen. Eine Rivalität, die vorliegt, falls „Verbraucher .. in Knappheitssituationen auf Basis ihrer Zahlungsbereitschaft um den Bezug von Strom [konkurrieren]“ (r2b, 2014, S. 81), ist keineswegs durchweg gegeben, da die Zahlungsbereitschaften in Echtzeit praktisch kaum zu ermitteln sind. Zudem ist faktisch auch eine individuelle Ausschließbarkeit zumindest dann fraglich, wenn ÜNB eine Lastdrosselung nicht bei einzelnen Verbrauchern durchführen, sondern ganze Verteilnetze adressieren, um die Versorgungssicherheit der nichtgedrosselten Verbraucher zu gewährleisten. Insofern hat erzeugungsseitige Versorgungssicherheit gegenwärtig durchaus Charakteristika eines öffentlichen Gutes, und es ist nicht ersichtlich, dass diese Charakteristika in absehbarer Zeit aufgehoben werden könnten.

Zudem ist zu fragen, inwieweit darüber hinaus eine erzeugungsseitige Versorgungssicherheit Eigenschaften hat, die eine wirtschaftspolitische Festlegung ihres Niveaus nahelegen. Vor allem ist dabei die hohe Bedeutung der Versorgungssicherheit für Standortentscheidungen von Unternehmen zu nennen. So wird in einer Umfrage an die Industrie des IdW (2012, S.171) eine „ausreichende und stabile Stromversorgung“ als wichtigster Standortfaktor identifiziert. 73,3 Prozent der Industrieunternehmen

nannten „diesen Faktor als völlig unverzichtbar“ (IdW 20112, S.171)¹⁹. Da unsicher ist, welcher Umfang an Versorgungssicherheit als ökonomisch effizient anzusehen ist oder aus einer Orientierung an EOM-Märkten resultiert, erfordert eine industriepolitische Perspektive, Indikatoren und Zielwerte für eine Versorgungssicherheit auszuwählen und Maßnahmen zu ergreifen, um diese umzusetzen²⁰. Über die Bedeutung einer Versorgungssicherheit für Unternehmen hinaus ist dabei auch an private Haushalte zu denken, in denen Strom in der Haushaltsproduktion – also der Erzeugung von nutzenstiftenden Gütern aus den gekauften Gütern - zumindest kurzfristig weitgehend nicht zu ersetzen und deren Mengenreaktion auf Strompreise auch deshalb relativ gering ist²¹.

3.4 Zur Bedeutung von Flexibilitätsoptionen

Für eine an EOM orientierte Versorgungssicherheit sind Flexibilitäten der Nachfrage von großer Bedeutung. Eine hohe Flexibilität vergrößert den Bereich, in dem die Stromnachfrage relativ preissensitiv reagiert. Damit sinkt sowohl die Wahrscheinlichkeit, dass sehr hohe Knappheitspreise entstehen, als auch die Wahrscheinlichkeit, dass es zu einer Verletzung der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit nach Definition von r2b (2014) und Frontier Economic/Formeat (2014) kommt.

Eine Reduktion von Knappheitspreisen durch Flexibilitätsoptionen bedeutet gleichzeitig eine Reduktion der Produzentenrente der Stromerzeuger. Damit sinkt der Deckungsbeitrag von Kraftwerksbetreibern. Demnach stehen Flexibilitätsoptionen auch indirekt in Konkurrenz zu neuen Kraftwerken. Potentielle Investoren in Kraftwerke müssen damit auch abschätzen, welche Flexibilitätsoptionen in Zukunft in welchem Umfang eingesetzt werden, um die Rentabilität ihres Projektes zu bestimmen.

Eine hohe Flexibilität der Stromnachfrage schafft einen großen Lastbereich, innerhalb dessen Angebotsänderungen einen relativ geringen Preiseffekt haben und in dem keine Rationierung der Nachfrage auftritt. Sie trägt insofern dazu bei, dass die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit nach der Definition von r2b (2014) und Frontier Economic/Formeat (2014) in einem weiten Leistungsbereich eingehalten wird.

¹⁹ Was genau unter einer „ausreichenden und stabilen Stromversorgung“ verstanden wird, wird nicht näher erläutert. Strompreise sind hier jedoch nicht gemeint; sie wurden in einem anderen Faktor abgefragt. ZEW (2013, S.93ff.) untersuchen „Stromversorgungssicherheit“ im Rahmen einer Standortstudie für Familienunternehmen. Dort wird aber die Bedeutung des Faktors nicht untersucht.

²⁰ Zu einer Diskussion der Indikatoren s. z.B. Brattle Group (2014, S. 40ff.) und OFGEM (2014, S.26f.).

²¹ S. z.B. Boogen/Datta/Filippini (2014).

Die Rentabilität und die Verfügbarkeit von Flexibilitätsoptionen beeinflussen die Versorgungssicherheit erheblich. Für die Entscheidung für einen Kraftwerkszubau sind dabei relativ langfristige Entwicklungen – z.B. über die nächsten zwei Jahrzehnte - relevant. Grundsätzlich können sehr viele verschiedene Techniken für eine Flexibilisierung eingesetzt werden. Deren tatsächlicher zukünftiger rentabler Einsatz ist außerordentlich unsicher und hängt u.a. davon ab, inwieweit energiepolitische Maßnahmen zur Förderung von Flexibilitäten ergriffen werden und Erfolg haben²². Insofern sind auch Rentabilitätsrechnungen für neue Kraftwerke mit einer sehr großen Unsicherheit behaftet. Das gleiche gilt dann auch für die energiepolitische Frage, inwieweit zukünftig eine erzeugungsseitige Versorgungssicherheit durch EOM erreicht werden kann.

3.5 Zu Preisspitzen auf den EOM

Eine erzeugungsseitige Versorgungssicherheit erfordert langfristig den Zubau von Kraftwerken, die den steigenden Anteil fluktuierender Erneuerbarer Energien ergänzen. Deren Finanzierung über EOM – wie es Frontier Economics/Formeat (2014) und r2b (2014) vorsehen - erfordert das Auftreten von Knappheitspreisen, die in Höhe und Häufigkeit einen rentablen Betrieb ermöglichen, sowie die Antizipation dieser Preise durch potenzielle Investoren. Die Antizipation muss dabei auch rechtzeitig erfolgen, um vorübergehende Gefährdungen der Versorgungssicherheit zu vermeiden. Im Fall von Knappheitspreisen muss zudem eine Ausübung von Marktmacht verhindert werden.

Wie häufig Knappheitspreise auftreten und wie hoch sie sind, hängt ab von der Entwicklung der verfügbaren Kapazitäten, der Zusammensetzung der Kraftwerksparks, der Höhe der Last und der Preiselastizität der Nachfrage. Dabei unterliegen Knappheitspreise auch stochastischen Einflüssen. Z.B. kann die Windkraftherzeugung zu Hochlastzeiten sehr stark variieren. Insofern ist die Wirtschaftlichkeit für Spitzenlastkraftwerke sehr schwierig abzuschätzen: Relativ seltenen Ereignissen mit sehr hohen Preisen können aufgrund der Seltenheit kaum verlässliche Wahrscheinlichkeiten zugeordnet werden. Die Bestimmung eines Erwartungswerts ist dann sehr unzuverlässig. Zudem muss ein Investor beachten, dass selbst wenn die Wahrscheinlichkeiten der Ereignisse richtig abgeschätzt wurden, mit relativ hoher Wahrscheinlichkeit in den ersten Jahren nach Inbetriebnahme damit zu rechnen ist, dass sich die erwarteten

²² Zu Flexibilitätsoptionen und deren Wirtschaftlichkeit s. z.B. Öko-Institut/LBD (2015), IWES/Energy Brainpool (2015) und DENA (2014).

hohen Preise nicht einstellen²³. Aus diesem Grund besteht selbst bei korrekter Antizipation ein beträchtliches Risiko, dass sich die Investition nicht rentieren wird²⁴. Bei einem Auftreten von Knappheitspreisen werden zudem auch andere Investoren in Erzeugungsanlagen aktiv werden, und zudem können Flexibilitätsoptionen realisiert werden, die die Preisspitzen glätten. Gerade der Umfang von langfristig unter verschiedenen Bedingungen rentablen Flexibilitätsoptionen ist gegenwärtig sehr unsicher (s.o.). Diese Hinweise mögen genügen, um darauf hinzuweisen, dass gerade auf Knappheitspreise angewiesene Investitionen mit besonderen Unsicherheiten verbunden sind. Ein langfristiger Markt, auf dem diese Unsicherheiten z.B. durch Terminkontrakte abgesichert würden, existiert nicht und könnte aufgrund von Insolvenzrisiken die Risiken auch nicht voll abfangen²⁵.

Um vorübergehende Beeinträchtigungen der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit zu vermeiden, müssen Investoren die Knappheitspreise und deren Häufigkeit so antizipieren, dass eine rechtzeitige Inbetriebnahme der Neuanlagen erfolgt. An bereits entwickelten Standorten kann eine Gasturbine in 2-3 Jahren errichtet werden²⁶, für eine Projektentwicklung ist zusätzlich mit 1-2 Jahren zu rechnen (Öko-Institut/LBD, 2015, S.34). Eine rechtzeitige Inbetriebnahme erfordert also eine Voraussicht um mindestens 3 Jahre. Das bedeutet, dass mindestens ca. 2 Jahre vor dem Auftreten von deutlichen Knappheitspreissignalen eine Investitionsentscheidung zu fällen ist. Angesichts der vielfältigen Einflussfaktoren und möglicher regulatorischer Eingriffe dürfte ein Investor generell sowohl Knappheitspreise an sich als auch die politische Reaktion auf Knappheitspreise beobachten wollen²⁷. Aufgrund der vielfältigen Einflussfaktoren auf Höhe und Häufigkeit von Knappheitspreisen erscheint es als wenig wahrscheinlich, dass ein Investor auf Basis von Modellsimulationen rechtzeitig Investitionsentschei-

²³ s. auch das Beispiel in Öko-Institut/LBD (2015a, Folie 8, Kritik 9).

²⁴ In den Simulationsrechnungen scheinen Frontier Economics/Formeat (2014) und r2b (2014) keinen Risikoaufschlag zu verwenden, um die unterschiedliche Unsicherheit von Investoren in verschiedenen organisatorischen Arrangements abzubilden.

²⁵ Auch der texanische Regulierer, der erzeugungsseitige Versorgungssicherheit über EOM steuern will, verlässt sich nicht allein auf die Wirkung von durch den Markt erzeugten Preisspitzen. Vielmehr wird der Marktpreis für Erzeuger angehoben, sobald die verfügbare Kraftwerksreserve unter einen Schwellenwert sinkt. Dieser Preis steigt mit Abnahme der verfügbaren Kraftwerksreserve auf bis zu 9.000 \$/MWh. (s. Brattle Group, 2014, S.34ff. sowie ERCOT, 2015).

²⁶ S. Schürmann (2015, Folie 12)

²⁷ Im Referentenentwurf BMWi (2015) wird ein sich frei am Markt bildender Preis für Elektrizität im Großhandel als Grundsatz festgeschrieben (§ 1a Abs.1). Damit wird soweit möglich eine Sicherung potentieller Investitionen in Erzeugungsanlagen vor regulatorischen Risiken umgesetzt. Allerdings kann der heutige Gesetzgeber den künftigen Gesetzgeber nicht binden. Vor allem aber ist im weiteren Verlauf der Energiewende mit erheblichen nicht vorhersagbaren gesetzlichen Änderungen zu rechnen, die die Rentabilität langfristiger Investitionen im Strombereich beeinträchtigen können.

dungen trifft. Dies gilt besonders bei dem erforderlichen Übergang vom zu erwartenden Abbau der gegenwärtigen Überschusskapazität zu einem Markt mit gerade ausreichenden Kapazitäten.

In Situationen, in denen Knappheitspreise auftreten, können Erzeuger durch eine physische oder ökonomische Zurückhaltung von Kapazitäten den Strompreis nachhaltig beeinflussen, da dann mit im Vergleich zu anderen Situationen relativ starken Preiswirkungen zu rechnen ist, wenn eine relativ unelastische Nachfrage vorliegt. Um dieser Gefahr zu begegnen, hat z.B. der texanische ISO – der auch auf EOM zur Sicherung erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit setzt – mit den beiden größten Erzeugern Vereinbarungen über deren Bietverhalten getroffen, deren Befolgung den Verdacht eines Marktmachtmissbrauchs ausräumt²⁸. Für einen weiteren Anbieter, der unter 5% der Erzeugungsleistung kontrolliert, ergab eine Untersuchung einen Verdacht auf eine ökonomische Kapazitätzurückhaltung (s. Potomac, 2014, S.114ff.). Bei einem Marktanteil von unter 5% geht die texanische Behörde davon aus, dass keine Marktmacht vorliegt. Diese Grenze aufzuheben wird dort diskutiert (s. Potomac, 2014, S.116). Das Beispiel zeigt, dass selbst relativ kleine Marktanteile genügen können, um eine Marktmacht auszunutzen. Insofern kann die Einschätzung von r2b (2014), dass im deutschen Markt – auch zukünftig – kein Missbrauch einer Marktmacht zu erwarten ist, nicht geteilt werden. So äußert sich auch Ockenfels (2015): „Es wäre blauäugig, darauf zu setzen, dass sich ein Markt, in dem fast alle Anbieter systemrelevant sind, selbst diszipliniert.“ Ob Preisobergrenzen ein geeignetes Instrument sind, um die Ausübung einer Marktmacht zu verhindern, muss hier offen bleiben.

Nicht berücksichtigt werden bei der Einschätzung durch Frontier Economics/Formeat (2014) und r2b (2014) Verteilungseffekte. Diese treten bei Knappheitspreisen zum einen dadurch auf, dass auch Kraftwerke mit geringen Grenzkosten den gleichen Preis erzielen wie das Grenzkraftwerk. Bei einem Knappheitspreis von 10.000 €/MWh in einer Stunde erlöst z.B. ein Braunkohlekraftwerk mit 500 MW Leistung 5 Mio. € in dieser Stunde²⁹. Das Beispiel zeigt, dass Knappheitspreise erheblich dazu beitragen können, noch bestehende Kraftwerke, die nicht auf eine Ergänzung von fluktuierenden Erneuerbaren ausgelegt sind, dann weiter zu nutzen und merkliche Umverteilungen von den Stromverbrauchern zu den Altkraftwerkbesitzern zu induzieren. Verstärkt wird ein solcher Effekt, sofern in Knappheitssituationen Marktmacht ausgeübt wird: Während unter Effizienzgesichtspunkten im Fall einer Marktmacht allein die Reduktion der Erzeugung von Bedeutung ist, ist aus Verteilungssicht auch der erhöhte Preis für die gesamte Erzeugung relevant. Insofern steigt durch Berücksichtigung von Verteilungsgesichtspunkten auch die Dringlichkeit einer Kontrolle von Marktmacht.

²⁸ S. Potomac (2014, S.104ff.)

²⁹ S. hierzu auch Öko-Institut/LBD (2015a, Folie 7, Kritik 8)

Frontier Economics/Formeat (2014, S.254ff.) weisen darauf hin, dass stabile politische Rahmenbedingungen erforderlich sind, um politische Risiken einer Investition in Erzeugungsanlagen zu verringern. Sie nennen dabei explizit die Schaffung von „Klarheit über zukünftiges Instrumentarium zur Dekarbonisierung der Stromversorgung“ und „verlässliche EE-Zubauziele“ (auch europaweit). Es sind jedoch auch in Zukunft vielfältige weitere politische Entscheidungen erforderlich, um die Energiewende zum Erfolg zu führen, die die EOM beeinflussen werden. Genannt seien nur Themen wie die Entwicklung der Kraft-Wärme-Kopplung, die Entwicklung der Stromeffizienz, die Entwicklung von Stromfahrzeugen, die Verbreitung elektrischer Wärmepumpen oder die weitere Entwicklung des Strombinnenmarkts. Für einen Investor in Erzeugungsanlagen ist mit einem Zeitraum von rund drei bis fünf Jahren zu rechnen, bis beginnend mit der Planung ein Kraftwerk betriebsbereit ist. Inwieweit ein Kraftwerk rentabel ist, entscheidet sich dann über die Lebensdauer, wobei aufgrund der Diskontierung allerdings die ersten Jahre, z.B. das erste Jahrzehnt, entscheidend sind. Innerhalb eines solchen Zeitraums wird es kaum möglich sein, die wesentlichen politischen Entscheidungen zu antizipieren oder zu vermeiden, dass Entscheidungen getroffen werden, die die Stromgroßhandelspreise reduzieren. Hierzu ist die Steuerung der Energiewende zu komplex. Insoweit kann also nicht erwartet werden, dass das – aus Sicht potentieller Investoren - politische Risiko gering ist.

3.6 Sonstiges

Für die Anreize, eine erzeugungsseitige Versorgungssicherheit über EOM bereitzustellen, sind nach Frontier Economics/Formeat (2014) und r2b (2014) das Bilanzkreiswesen und dabei die Ausgleichsenergiepreise von entscheidender Bedeutung. Sind die Ausgleichsenergiepreise höher als die Kosten anderweitiger Möglichkeiten, den Bilanzkreis auszugleichen, entsteht eine Nachfrage nach Produkten zur Besicherung der Bilanzkreise. Hierzu müssen im Falle von Knappheitspreisen oder einer Überschussnachfrage hohe Ausgleichsenergiepreise verlangt werden. Zusätzlich soll das System der Differenzbilanzkreise und der Bilanzkreise der nicht direktvermarkteten Erneuerbaren-Energien-Einspeisung so verändert werden, dass ein starker Anreiz entsteht, diese Bilanzkreise auszugleichen³⁰.

Derartige Änderungen des Bilanzkreiswesens können aber erhebliche Nebenwirkungen aufweisen:

³⁰ Zu genaueren Änderungsvorschlägen s. Frontier Economics/Formeat (2014, S. 252ff.).

- Erzeuger von Strom aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien, die direkt vermarkten, oder deren Direktvermarkter sind durch potentiell höhere Ausgleichsenergiepreise einem höheren Risiko ausgesetzt, was deren Kosten erhöht. Dies gilt insbesondere für relativ kleine Vermarkter, da diese in geringerem Maße Ausgleichseffekte des Gesamtportfolios nutzen können. Deshalb ist mit höheren Kosten des EE-Ausbaus zu rechnen und mit einer weiter zunehmenden Unternehmenskonzentration auf dem Dienstleistungsmarkt einer Direktvermarktung.
- Grundsätzlich das Gleiche gilt für kleine Vertriebe, insbesondere wenn sie überwiegend Gewerbe- und Haushaltskunden beliefern.

Insofern ist zu erwarten, dass gerade eine Erhöhung von Ausgleichsenergiepreisen die Kosten des Erneuerbaren-Energien-Ausbaus erhöht und den Wettbewerb zwischen Direktvermarktern und im Stromvertrieb langfristig reduziert.

4 Zusammenfassung

Die erzeugungsseitige Versorgungssicherheit kann auch für leistungsgemessene Endkunden nicht als privates Gut aufgefasst werden, da dafür erforderliche Verträge zwischen Verbrauchern auf der einen und sowohl Vertrieben als auch Netzbetreibern auf der anderen Seite aufgrund hoher Informations- und Transaktionskosten nicht auch nur annähernd flächendeckend zu erwarten sind. Die Bereitstellung einer erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit durch EOM dürfte daher zu einer – verglichen mit einem ökonomisch effizienten Niveau – zu geringen Versorgungssicherheit führen. Dabei ist zu beachten, dass allgemein das Ziel eines ökonomisch effizienten Versorgungssicherheitsniveaus weder eine Umsetzung über EOM verlangt, noch dass eine Umsetzung über EOM i. Allg. zu einem ökonomisch effizienten Niveau führt. Daneben ist zu diskutieren, ob ein ökonomisch effizientes Niveau überhaupt als Ziel angestrebt werden soll. Dem stehen zum einen die großen Unsicherheiten bei der Abschätzung der für eine Berechnung des optimalen Niveaus erforderlichen Daten (z.B. der Value of Lost Load) entgegen. Zum anderen legt die hohe Bedeutung einer sicheren Versorgung für die Industrie und die geringe Substituierbarkeit von Strom für Gewerbe- und Haushaltskunden nahe, die gewünschte Versorgungssicherheit politisch festzulegen. Mit den von r2b (2014) und Frontier Economics/Formeat (2014) vorgeschlagenen Mechanismen wird jedenfalls ein schwer abzuschätzendes Niveau an Versorgungssicherheit erreicht, das normativ unbegründet ist, sofern man der Tatsache, dass nach diesem Vorschlag möglichst viel über Märkte koordiniert wird, nicht einen normativen Eigenwert zubilligt.

Darüber hinaus sind weitere Zweifel begründet, ob ein an EOM orientierter Ansatz zur erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit gut funktioniert. Vor allem sind dabei die großen Unsicherheiten zu benennen, denen sich ein potentieller Investor in Erzeu-

gungsanlagen ausgesetzt sieht. Zum einen muss er einschätzen, inwieweit Knappheitspreise auftreten und welche Höhe sie erreichen. Aufgrund des zu erwartenden relativ seltenen Auftretens hoher Knappheitspreise ist eine derartige Abschätzung mit sehr hoher Unsicherheit behaftet. Sofern hohe Knappheitspreise einen bedeutenden Anteil zur Deckung von Investitions- und fixen Betriebskosten beitragen müssen, wird die Rentabilität einer potenziellen Kraftwerksinvestition sehr unsicher. Dazu trägt auch die hohe Unsicherheit über die künftige Rentabilität von Flexibilitätsoptionen bei. Aufgrund der Zeitspanne von mindestens 3-5 Jahren zwischen Beginn der Planung und Fertigstellung eines Kraftwerks müssten vom potentiellen Investor dabei auch noch zukünftige Preisspitzen Jahre vor ihrem tatsächlichen Auftreten antizipiert werden, sofern Kraftwerksleistung rechtzeitig zur Sicherung einer erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit in Betrieb genommen werden soll. Insofern ist zu erwarten, dass ein EOM-orientierter Ansatz langfristig zu einem relativ geringen – und unbekanntem - Niveau der erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit führt. Deshalb ist auch nachvollziehbar, dass das BMWi als Ergänzung eine Kapazitätsreserve implementiert (BMWi, 2015, BMWi Referentenentwurf 2015).

Insgesamt ist damit sehr unsicher, welches Niveau einer erzeugungsseitigen Versorgungssicherheit bei Umsetzung der Vorschläge von r2b (2014) und Frontier Economics/Formeat (2014) erreicht wird. Jedenfalls ist zu erwarten, dass sie geringer ist als die ökonomisch effiziente Versorgungssicherheit. Dabei ist zudem offen, ob es sinnvoll ist, eine ökonomisch effiziente erzeugungsseitige Versorgungssicherheit anzustreben oder ob z.B. aus industriepolitischen Erwägungen ein anderweitig begründetes Versorgungssicherheitsniveau bestimmt werden sollte.

5 Literatur

BMWi (2015): Ein Strommarkt für die Energiewende. Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch). Berlin.

BMWi Referentenentwurf (2015): Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarktes, Bearbeitungsstand 14.09.2015.

Bogen, N.; Datta, S.; Filippini, M. (2014): Going beyond tradition: Estimating residential electricity demand using an appliance index and energy services, ETH Zürich Working Paper 14/200.

Böske, J. (2007): Zur Ökonomie der Versorgungssicherheit in der Energiewirtschaft, Berlin.

Brattle Group (2014): Estimating the economically optimal reserve margin in ERCOT. Paper prepared for the Public Utility Commission of Texas.

DENA (2014): Entwicklung der Erlösmöglichkeiten für Flexibilitäten auf dem Strommarkt. Berlin.

ERCOT (2015): ORDC Workshop. ERCOT Market Training.

FERC (2015): Summer 2015 – Energy market and reliability assessment, Item No. A-3.

Frontier Economics/Formaet (2014): Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

IdW (2012): Die Messung der industriellen Standortqualität in Deutschland, Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie.

IWES/Energy Brainpool (2015): Strommarkt-Flexibilisierung. Hemmnisse und Lösungskonzepte. Studie im Auftrag des BEE.

Ockenfels, A. (2015): (K)ein Strommarkt für die Energiewende, in "Die Welt" vom 24.08.2015.

OFGEM (2014): Electricity capacity assessment report 2014, London.

Öko-Institut/LBD (2015): Die Leistungsfähigkeit des Energy-only-Marktes und die aktuellen Kapazitätsmarktorschläge in der Diskussion, Studie im Auftrag des Ministeriums für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg und des Bayerischen Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie.

Öko-Institut/LBD (2015a): Kritik am Konzept des irreversiblen EOM 2.0, Berlin 31.08.2015.

PUCT (2014): The nature of ERCOT's capacity reserve margin, Presentation for restructuring today. Webinar.

r2b energy consulting (2014): Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen. Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie.

Schürmann, B. (2015): Versorgungssicherheit in Süddeutschland aus Sicht der EnBW, Vortrag auf dem 4. Energie-Kongress des IZES am 18.03.2015.

ZEW (2013): Länderindex der Stiftung Familienunternehmen, 4. Auflage, Mannheim.