



BDI

Bundesverband der
Deutschen Industrie e.V.



**Versorgungssicherheit gewährleisten –
umsichtig, umfassend und europäisch**

Handlungsempfehlungen des BDI
für das zukünftige Strommarktdesign

Vorwort

Die Umsetzung der Energiewende in Deutschland und in Europa bedeutet eine beträchtliche Herausforderung für die betroffenen Akteure und befindet sich derzeit auf einem äußerst fragilen Pfad. Die Politik steht dabei vor einer weitreichenden Entscheidung: Wie ist bei steigendem Erzeugungsanteil volatiler erneuerbarer Energien die Versorgungssicherheit zu jedem Zeitpunkt zu gewährleisten? Denn im Hinblick auf eine zunehmend fluktuierende Stromerzeugung gibt es Zeiten, in denen die Erneuerbaren keinen Strom liefern können. Dann müssen Kraftwerke einspringen und – wo wirtschaftlich vernünftig – sich Nachfrager anpassen oder Speicher zum Einsatz kommen. Neben den energiewirtschaftlichen Herausforderungen besteht aber auch das von der EU-Kommission beschlossene industriepolitische Ziel von 20 % industrieller Wertschöpfung bis zum Jahr 2020. Steigende Stromkosten behindern dieses Ziel.

Der Bundesverband der Deutschen Industrie beteiligt sich intensiv an dieser Diskussion. Ausgehend von der Position „Energiewende ganzheitlich denken“, in der die Grundlagen für die Diskussion um den Strommarkt der Zukunft gelegt wurden, hat der BDI gemeinsam mit seinen Mitgliedern ein Konzept zur Versorgungssicherheit erarbeitet. Maßstab und Leitbild sind dabei eine marktwirtschaftliche und zugleich europäisch ausgerichtete nachhaltige Energiepolitik.

Die Lösung kann nur in der Aufrechterhaltung einer maximalen Versorgungssicherheit zu minimalen volkswirtschaftlichen Kosten bestehen. Der Erhalt des hohen Versorgungssicherheitsniveaus zu jedem Zeitpunkt kann für ein Industrieland wie Deutschland nicht zur Disposition stehen. Dabei sollte diese Versorgungssicherheit möglichst marktnah und effizient durch entsprechende Preissignale bereitgestellt werden. Gleichzeitig gilt: Nur ein tatsächlich europäisches Energiesystem trägt zur Diversifizierung und zur Versorgungssicherheit bei. Eine nationale oder regionale „Energieautarkie“ ist dagegen ineffizient und für die Versorgungssicherheit kontraproduktiv.

Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) hat bereits Ende Juli 2014 verschiedene Gutachten zum Strommarkt veröffentlicht. Die Gutachter kommen darin zu dem Ergebnis, dass der Strommarkt grundsätzlich funktionsfähig sei und Versorgungssicherheit gewährleisten könne. Voraussetzung dafür seien Anpassungen innerhalb des heutigen Marktrahmens sowie eine europäische Harmonisierung der Regeln für den Stromhandel.

Nun geht es nach der Vorlage des Grünbuchs in den ersten Konsultationsprozess, der bis März 2015 dauern wird. Mit den vorliegenden politischen Handlungsempfehlungen leisten wir einen Beitrag zur Diskussion, wie das zukünftige Strommarktdesign ausgestaltet werden sollte, damit die Versorgungssicherheit umsichtig, umfassend und europäisch gewährleistet werden kann.



Dr. Markus Kerber
Hauptgeschäftsführer und Mitglied des Präsidiums
Bundesverband der Deutschen Industrie e. V.



Dr. Christopher W. Grünewald
Vorsitzender des Ausschusses Energie- und Klimapolitik,
Bundesverband der Deutschen Industrie e. V.

Handlungsempfehlungen des BDI für das zukünftige Strommarktdesign

Der BDI sieht eine Anpassung des Strommarktdesigns als unbedingt erforderlich an, um Versorgungssicherheit in Deutschland und Europa auch dauerhaft sicherstellen zu können. Das zukünftige Strommarktdesign muss die Stromversorgungssicherheit im Rahmen der Energiewende nachhaltig gewährleisten und darf die Wettbewerbsfähigkeit der deutschen Industrie nicht beeinträchtigen. Darum sind in jedem Fall Regelungen erforderlich, die umsichtig und umfassend Sorge tragen für technologieoffene, diskriminierungsfreie und europäisch integrierte Lösungen zur Versorgungssicherheit.

Die Unsicherheit über zukünftige politische Entwicklungen spielt im Strommarkt, welcher auf langlebigen und kapitalintensiven Investitionen basiert, eine gewichtige Rolle. Politische Risiken sind von Marktakteuren besonders schwer zu prognostizieren und zu bewerten. Um negative Folgen von politischen Risiken so weit wie möglich zu minimieren, sollte das langfristige Investitionsumfeld durch klare und stabile politische Leitlinien bestimmt sein. Politische oder administrative „ad hoc“-Eingriffe in die Marktmechanismen sollten vermieden werden. Der BDI empfiehlt daher folgende Schritte hin zu einem neuen ganzheitlichen Marktdesign:

1. Gesetzlichen Versorgungssicherheits-Standard einführen

Ein Standard schafft einen allgemein anerkannten Maßstab für das, was die Gesellschaft hinsichtlich Versorgungssicherheit erwartet.

2. Versorgungssicherheits-Monitoring etablieren

Anhand anerkannter wissenschaftlicher Methoden muss durch qualifizierte Institute in einer mehrjährigen Vorausschau untersucht werden, ob der Versorgungssicherheitsstandard auch in Zukunft eingehalten wird. Bereits heute publiziert die Bundesnetzagentur in Abstimmung mit den Übertragungsnetzbetreibern regelmäßig Berichte zur netzseitigen Versorgungssicherheit. Diese Berichte können ergänzt und weiterentwickelt werden.

3. Energy-Only-Markt weiterentwickeln

Der BDI sieht die Weiterentwicklung des Energy-Only-Marktes als einen wichtigen Schritt zur Verbesserung der Effizienz des Strommarkts und zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit an. Die dafür erforderlichen Maßnahmen sollten umgehend umgesetzt werden.

4. Versorgungssicherheits-Reserve einführen

Zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit sollte eine Versorgungssicherheits-Reserve eingeführt werden, die den Strommarkt in Form einer Versicherung ergänzt. Diese kann aus der Reserve der Reservekraftwerksverordnung entwickelt werden. Sie sollte marktbasierend, technologieoffen und diskriminierungsfrei ausgestaltet sein.

5. Kapazitätsmechanismen bei steigenden Kosten und politischen Risiken intensiv prüfen

Falls die Kosten der Versorgungssicherheits-Reserve die Kosten eines alternativen Mechanismus übersteigen und bei gleichzeitiger Betrachtung der regulatorischen Risiken, sollte die Einführung eines Kapazitätsmechanismus intensiv geprüft werden. Die Konzepte dafür müssen frühzeitig vorbereitet werden. Aus heutiger Sicht erfüllt der „dezentrale Leistungsmarkt“ die notwendigen Anforderungen an einen solchen Kapazitätsmechanismus.

6. Flexibilitäten optimal nutzen

Damit sich die wirtschaftlich effizientesten Optionen am Markt durchsetzen, muss ein Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen im Sinne eines level playing field ermöglicht werden. Flexibilisierungspotenziale sollten durch wirtschaftliche Anreize gehoben werden. Flexible Fahrweisen von Industrieanlagen dürfen nicht durch andere Regelungen (Energieeffizienz, Netzentgeltstrukturen, Emissionshandel, etc.) sanktioniert werden.

7. Rahmenbedingungen für wirtschaftlichen Betrieb von Eigenerzeugung erhalten

Effiziente Anlagen zur Eigenstromerzeugung bleiben auch in einem Energiesystem mit steigenden Anteilen volatiler erneuerbarer Energien und zunehmenden Flexibilisierungsanforderungen essenziell. Oft eingebunden in Produktionsverbünde ermöglichen sie eine effiziente, sichere sowie wettbewerbsfähige Versorgung und leisten einen wichtigen Beitrag zur Stabilität des Energiesystems insgesamt – sofern die politischen Rahmenbedingungen (z. B. EEG-Nicht-Belastung über 2017 hinaus) adäquat und stabil sind.

8. Netzausbau verursachungsgerecht finanzieren

Bei den stark fixkostenbasierten Netzen sollte geprüft werden, ob diese über eine stärker leistungsorientierte Komponente bei den Netzentgelten verrechnet werden sollten. Dies gilt insbesondere für den Verteilnetzbereich. Insgesamt sollte die Netzentgeltsystematik hin zu mehr systemstützenden Anreizen korrigiert werden.

9. Europa konsequent umsetzen

Versorgungssicherheit und Energiewende sind nur europäisch zu meistern. Die Versorgungssicherheit muss daher mit der europäischen Energiestrategie und den Nachbarländern koordiniert werden. Der europäische Energiebinnenmarkt ist zügig zu vollenden.

Ausgangslage

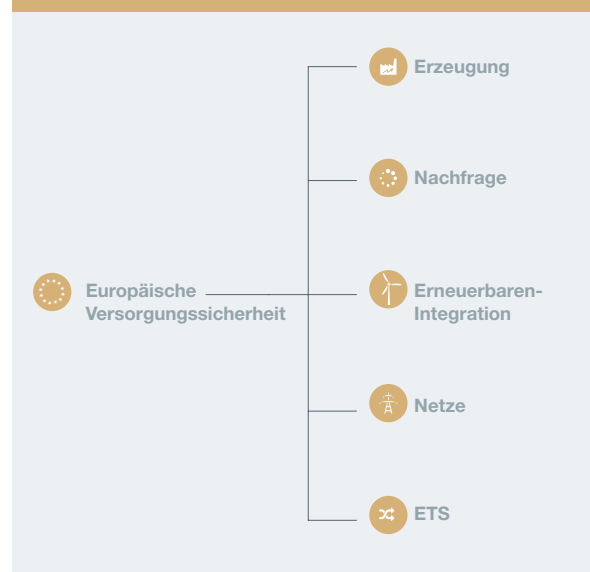
Die Herausforderungen, vor der die Energieversorgung in Deutschland derzeit steht, sind beträchtlich. Die Energiewende und die Energiepolitik in Deutschland haben einen fundamentalen Einfluss auf die Energiemärkte, das Zusammenspiel der Akteure und die entstehenden Kosten für alle Verbraucher. Im Rahmen der Debatte um die Neuordnung der Spielregeln auf dem Strommarkt, das sogenannte Strommarktdesign, wird derzeit vor allem die Gewährleistung der Versorgungssicherheit diskutiert. Die Versorgungssicherheit kann zukünftig – bei planmäßigem weiterem Ausbau der regenerativen Stromerzeugung – durch eine wirtschaftlich und politisch motivierte Stilllegung von Gas- und Kohlekraftwerken, fehlende notwendige Investitionen in neue Kraftwerke sowie einen unzureichenden Netzausbau in Gefahr geraten. Daher ist die Bereitstellung gesicherter Leistung in ausreichender Menge durch Preissignale unter marktwirtschaftlichen Bedingungen wichtig. Das Strommarktdesign muss deshalb überdacht und verändert werden. Abwarten und Nichtstun ist an dieser Stelle keine Option. Da dies für ganz Europa gilt, darf die Diskussion nicht nur national geführt werden. Aktuell bestehen insbesondere folgende Herausforderungen:

- Der Netzausbau kommt nicht schnell genug voran. Es bestehen daher Netzengepässe in Deutschland (Nord-Süd-Verbindungen) sowie an den Grenzkuppelstellen, die die effiziente Verteilung von EE-Strom erschweren.
- Der Ausstieg aus der Kernenergie verschärft die Kraftwerkssituation in Süddeutschland, da die Leitungen zur Versorgung aus Norddeutschland noch nicht ausreichen.
- Die Einspeisung von erneuerbarem Strom und bestehende Überkapazitäten im Kraftwerkspark verschlechtern die Wirtschaftlichkeit von konventionellen Kraftwerken. Kraftwerksbetreiber legen deshalb zunehmend Kapazitäten still bzw. melden diese zur Stilllegung an.

Ein zukünftiges Marktdesign muss die Herausforderung der Versorgungssicherheit in einer Gesamtsystemlösung angehen. Daher bedarf es eines Ansatzes, der auch die Interdependenzen zwischen verschiedenen Handlungsfeldern berücksichtigt (Abb. 1). Das zu entwickelnde neue Marktdesign muss also bei möglichst geringen Gesamtsystemkosten unter der Beachtung des Klimaschutzes und der Integration der erneuerbaren

Energien in den Markt ausreichend gesicherte Leistung gewährleisten – und dies zu wettbewerbsfähigen Strompreisen für die Industrie. Dabei muss es die zeitliche Synchronisation und die lokale Koordination mit dem erforderlichen und volkswirtschaftlich optimierten Netzausbau (national sowie Grenzkuppelstellen) intelligent unterstützen. Flexibilitätsoptionen wie flexible Kraftwerke, Speicher und Demand-Side-Management müssen ebenfalls betrachtet werden. Gleichzeitig gilt: insbesondere ein wirklich vernetztes europäisches Energiesystem erhöht die Versorgungssicherheit, da in einem integrierten Markt mehr Möglichkeiten zur Lastdeckung vorhanden sind. Auch auf der Kostenseite braucht es eine ganzheitliche Sichtweise. Nur diese führt zu einer gesamt kosteneffizienten Lösung. Isolierte Betrachtungen der einzelnen Optimierungsfragen lassen die Kosten unnötig steigen.

Abb. 1 - Handlungsfelder neues Marktdesign



Quelle: BDI Kompetenzinitiative Energie



Der in Deutschland bereits sehr hohe Grad an Versorgungssicherheit ist ein Standortvorteil und soll auch in Zukunft gewahrt bleiben. Derzeit wird die Frage diskutiert, wie der Strommarkt künftig ausgestaltet sein sollte, um dies zu gewährleisten. Auch bei einem weiter steigenden Anteil erneuerbarer Energien wird das Energiesystem zukünftig steuerbare, überwiegend konventionelle Kraftwerke brauchen – jedoch bei höheren Anteilen erneuerbarer Energien und entsprechend ausgebauten Netzen immer seltener aber flexibler.

Welchen Umfang an Versorgungssicherheit wollen wir? – Definition und Monitoring

Um ein ausreichendes Maß an Versorgungssicherheit gewährleisten zu können, muss dieses zuerst einmal definiert werden. Bevor die geeigneten Instrumente diskutiert und angewendet werden können, muss zuvor ein Ziel formuliert werden: Was genau ist mit Versorgungssicherheit gemeint und welches Niveau soll sie erreichen?

In anderen Ländern existieren derartige Ziele bereits. Vor allem folgende drei Konzepte, die auch kombinierbar sind, sollten Verwendung finden:

- Lastüberhangswahrscheinlichkeit (LOLE-Konzept): die erwartete Anzahl an Stunden in einem Jahr, in denen das abgeschätzte Erzeugungsangebot im betrachteten Gebiet die Last nicht zwingend vollständig decken kann.
- Verbrauchsüberhangswahrscheinlichkeit (ENS-Konzept): die erwartete Höhe des Stromverbrauchs in einem Jahr, die mit dem abgeschätzten Erzeugungsangebot im betrachteten Gebiet nicht zwingend gedeckt werden kann, als Anteil am Jahresgesamtbedarf.
- Technische Kennzahlen, wie SAIDI (= System Average Interruption Duration Index) und SAIFI (= System Average Interruption Frequency Index), welche die Netzsicherheit beinhalten.

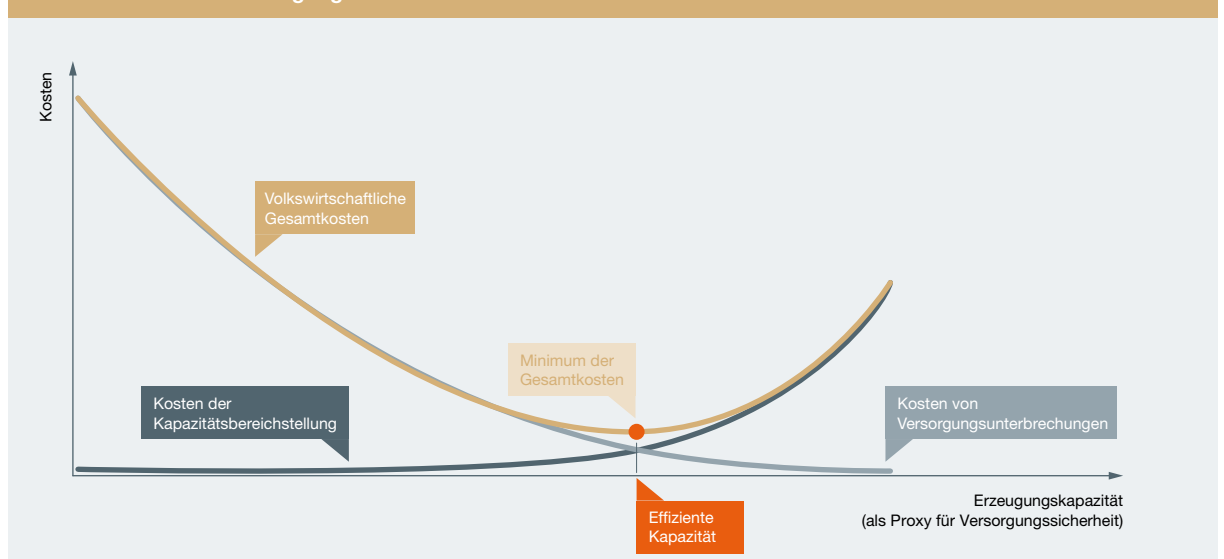
Zusätzlich relevant für die Versorgungssicherheit ist die Stromqualität, d. h. Spannungs- und Frequenzhaltung.

Daneben müssen auch kurzzeitige Unterbrechungen (kürzer als drei Minuten) in die Betrachtung mit einfließen.

Das gesamtwirtschaftlich optimale Maß an Versorgungssicherheit im Sinne der garantiert vorgehaltenen Leistung ist dann erreicht, wenn die Gesamtkosten aus Kosten der Kapazitätsbereitstellung und erwarteten Kosten von Versorgungseinschränkungen in Folge unzureichender Erzeugungskapazität am geringsten sind (siehe Abb. 2). Dabei wird deutlich: Versorgungssicherheit ist kein Selbstzweck, sondern es existiert ein volkswirtschaftlich optimales Versorgungssicherheitsniveau.

Die besten Ziele bleiben wirkungslos, wenn ihre Erreichung nicht stetig überprüft wird. Daher ist ein **Versorgungssicherheits-Monitoring** durchzuführen. Ein solches Monitoring sollte jährlich durch geeignete Gutachter durchgeführt werden. Es kann aus den regelmäßigen Systemsicherheitsberichten, die seitens der Bundesnetzagentur bereits veranlasst werden, weiterentwickelt werden, indem dort die oben genannten Dimensionen ergänzt werden. Im Rahmen des Versorgungssicherheits-Monitorings wird anhand anerkannter wissenschaftlicher Methoden überprüft, ob (mit einem mehrjährigen Prognosehorizont) das Versorgungssicherheitsziel erreicht wird. Bei der Betrachtung muss die europäische Perspektive berücksichtigt werden.

Abb. 2 - Effizientes Versorgungssicherheitsniveau



Erzeugungskapazitäten angemessen anreizen

Um gesicherte Leistung in ausreichender Höhe zu gewährleisten, sind Rahmenbedingungen für einen wirtschaftlichen Betrieb konventioneller Kraftwerke und für andere Anbieter gesicherter Leistung sicherzustellen. Auf Basis des heutigen Großhandelspreinsniveaus und der Nutzungsstunden sind viele Betreiber augenscheinlich in steigendem Maße nicht in der Lage, längerfristig hinreichende Deckungsbeiträge zur Refinanzierung ihrer Kosten zu erwirtschaften. Nach einem Abbau der derzeitigen Überkapazitäten muss zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit der Markt daher wieder für eine ausreichende Kapazität sorgen.

Bundesweit verfügt Deutschland derzeit über ausreichend Kraftwerkskapazitäten zur Stromerzeugung. Im konventionellen Kraftwerkspark bestehen in Summe sogar Überkapazitäten. Nach Prognosen der Bundesnetzagentur ergibt sich für Ende 2018 bundesweit ein positiver Saldo von angekündigten Stilllegungen und Kraftwerksneubauten von ca. 1 Gigawatt (und in Süddeutschland ein negativer Saldo von ca. 5,6 Gigawatt). Zudem gilt bis Ende 2017 die von der Bundesregierung erlassene Reservekraftwerksverordnung. Ein politisch motivierter Eingriff zu Stilllegung von Braun- und Steinkohlekraftwerken kann die Situation am Strommarkt verschärfen. Ein Gutachten des IW Köln zeigt, dass ein erzwungener Umstieg vom Kohle auf Gas unwirtschaftlich sowie klimapolitisch sinnlos wäre und die Versorgungssicherheit unmittelbar gefährden würde. Aus heutiger Sicht wären bis Ende 2018 ausreichend regelbare Kraftwerke in Betrieb, um die Nachfrage – bei bundesweiter Betrachtung einer angenommenen »Kupferplatte« und bei annähernd konstantem Stromverbrauch – zu decken. Dies drückt sich in einem aktuell niedrigen Strompreisniveau aus, das nur noch bei einem Teil der Kraftwerke ausreicht, um wirtschaftlich betrieben werden zu können. Die wachsende Kraftwerksstilllegungsanzeigenliste der Bundesnetzagentur zeigt, dass der deutsche Strommarkt am Beginn eines Bereinigungsprozesses zum Abbau von Überkapazitäten steht. Mittel- bis langfristig können sich Investitionsanreize in Form entsprechender Preissignale am Terminmarkt für neue konventionelle Kraftwerke und andere Anbieter gesicherter Leistung ergeben. Da aber aus heutiger Sicht nicht sicher ist, ob diese ausreichen, werden gegenwärtig verschiedene Mechanismen für das zukünftige Strommarktdesign – u. a. unterschiedliche Formen von Kapazitätsmechanismen – diskutiert.

Kapazitätsmechanismen stellen einen regulatorischen Eingriff dar und bergen somit Risiken. Diese Unsicherheiten erfordern es, dass nicht übereilt ein schwerwiegender, kaum revidierbarer Eingriff ins Marktdesign vorgenommen wird. Vielmehr ist es notwendig, der Problematik sorgfältig und in einer allen Dimensionen Rechnung tragenden Weise zu begegnen.

Insbesondere bergen Kapazitätsmechanismen, wenn sie nicht optimal parametrisiert werden, folgende Herausforderungen:

- 1. Politische Risiken:** Kapazitätsmechanismen sind komplexer als der Energy-Only-Markt – sowohl in der Einführung als auch in der Handhabung – und daher von politischer Seite anfälliger für weitere Nebenziele.
- 2. EU-Binnenmarktcompatibilität:** die europäische Koordination und somit die Realisierung von Kostensenkungspotenzialen sind im Energy-Only-Markt einfacher umsetzbar als bei Kapazitätsmärkten, da eine gemeinsame Grundlage bereits existiert.

Beide Aspekte müssen beachtet werden, wenn ein Kapazitätsmechanismus eingeführt werden sollte. Daher ist die Versorgungssicherheit intelligent und kosteneffizient über ein stufenweises und behutsames Verfahren zu gewährleisten (Abb. 3). Dies geschieht vorzugsweise über die **Weiterentwicklung des derzeitigen Energy-Only-Marktes** sowie über das **Zusammenwachsen der nationalen Märkte** in Europa. Ergänzt wird der weiterentwickelte EOM durch die **Versicherungslösung einer Versorgungssicherheits-Reserve**. Wenn trotz dieser Maßnahmen keine ausreichende Bereitstellung gesicherter Leistung auf eine kosteneffiziente Art und Weise gewährleistet werden kann, muss intensiv geprüft werden, ob ein Kapazitätsmechanismus, der in eine europäische Lösung eingebunden werden müsste, hilfreich sein kann. Ein konkreter Mechanismus müsste bereits frühzeitig vorbereitet werden.

Abb. 3 - Stufenplan Versorgungssicherheit



Quelle: BDI



Die Weiterentwicklung des heutigen Energy-Only-Marktes geschieht hierbei auf verschiedenen Handlungsfeldern:

- **Verkürzung von Produktfristen:** Die Verpflichtung von Stundenprodukten am Day-Ahead-Markt erschwert Erzeugern von erneuerbaren Energien und DSM-Anbietern die Teilnahme, was den Bedarf an Ausgleich- und Regulenergie erhöht. Analog zum Intraday-Markt sollten auch 15-Minuten-Produkte sowie Blockgebote mehrerer 15-Minuten-Gebote zugelassen werden, um den genannten Anbietern den Marktzugang zu erleichtern und die Liquidität zu erhöhen.

- **Preisbildung:** Das vom Bundeskartellamt ausgesprochene Markup-Verbot (Gebot über den kurzfristigen Grenzkosten) führt zu einer impliziten Preisobergrenze. Durch Market-Coupling mit den nordwesteuropäischen Märkten stehen die Anbieter im Wettbewerb. Das Marktmachtpotenzial ist deshalb niedrig, das Markup-Verbot folglich überholt und sollte zur Anreizung neuer Flexibilitätsoptionen wie Lastmanagement aufgehoben werden. Denn nur vorübergehende hohe Preise, die sich in Stunden mit knapper Liquidität oberhalb der Grenzkosten bilden können müssen, bieten Anreize zur Lastverschiebung.
- **Erfüllungsfristen:** Der Handelsschluss des Intraday-Marktes liegt heute 45 Minuten vor der Lieferung. Neue Informationen zur Einspeisung oder zur Last können in dieser Zeit nicht am Markt berücksichtigt werden. Dadurch kann es unnötig oft zum Einsatz von Regulenergie kommen. Daher sollte der Handelsschluss der Spotmärkte näher an den Lieferzeitpunkt herangeführt werden.
- **Regulenergie:** Die Präqualifikationsanforderungen am Regulenergie-Markt sind durch langfristige Ausschreibungszeiträume und Produktdefinitionen stark auf die Bedarfe der Übertragungsnetzbetreiber, die gut von konventionellen Anbietern gedeckt werden können, zugeschnitten. So behindern z. B. Must-run-Restriktionen von Kraftwerken zur Regulenergie-Bereitstellung in Überschusszeiten die vollständige Abnahme von Erneuerbaren-Strom und verringern deshalb dessen Marktwert. Ausschreibungszeiträume sollten deshalb verkürzt (Primär- und Sekundärreserve nicht nur wöchentlich) und Anforderungen für flexible Anbieter geöffnet werden, sofern dies nicht zu einer Gefährdung der Versorgungssicherheit führt.

Sowohl die Versorgungssicherheits-Reserve als auch ein dezentral organisierter Kapazitätsmarkt können mögliche ungewollte Effekte bewirken. Besonders die Revidierbarkeit der Versorgungssicherheits-Reserve und deren Versicherungscharakter sprechen für einen **klar definierten Stufenplan** als die geeignete Vorgehensweise.

Es sollte geprüft werden, ob die Versorgungssicherheits-Reserve aus der bereits bestehenden Reserve, die sich aus der Reservekraftwerksverordnung ergibt, heraus entwickelt werden kann. Eine Netzreserve wird aus Gründen der Netzstabilität gemäß den Netzbetreibern auch nach 2017 erforderlich sein und die

Reservekraftwerke stehen bereits an netzseitig richtigen Standorten, sodass sich zunächst eine Doppelverwendung anbietet. Notwendig ist eine strukturierte Kombination der beiden unterschiedlichen „Reserveaufgaben“: eine koordinierte Versteigerung – erst Netzreserve, dann Versorgungssicherheits-Reserve – ist hier sachdienlich. Mit dem Netzausbau entfällt künftig sukzessive der Netzreservebedarf und damit die geographische Beschränkung auf kritische Standorte. Netz- und Versorgungssicherheits-Reserve sollten grenzüberschreitend koordiniert und ausgeschrieben werden. Entscheidend für das effiziente und effektive Funktionieren der Versorgungssicherheits-Reserve ist, dass diese marktbasiert und technologieoffen ausgestaltet wird. Über Ausschreibungen werden die am besten geeigneten Kraftwerke und ggf. andere Anbieter gesicherter Leistung ermittelt. Die Definition der optimalen Anforderungen erfolgt dabei über eine Präqualifikation potenzieller Anbieter durch den jeweiligen Netzbetreiber. Die Verfolgung weiterer politischer Nebenziele, etwa durch die ex ante-Festlegung auf eine bestimmte Gruppe von potenziellen Bietern, verbietet sich.

Der heutige Strommarkt vergütet bereits implizit und explizit die vorgehaltene Leistung. Diese Vergütungen drohen jedoch in Zukunft nicht auszureichen, um genügend gesicherte Leistung zur Verfügung zu stellen. Momentane Überkapazitäten führen dabei zu relativ niedrigen Preisen. Ein weiterentwickelter Energy-Only-Markt – ergänzt um die Versicherungslösung einer Versorgungssicherheits-Reserve – kann gemäß der Gutachten, die für das BMWi erstellt wurden, ausreichend Versorgungssicherheit gewährleisten. Demnach liegen die Vorteile hier gegenüber einer Einführung eines Kapazitätsmechanismus vor allem in der geringeren Markteingriffs- und Regulierungstiefe (somit in einem geringerem Regulierungsrisiko). Notwendige Voraussetzung für das Funktionieren dieses stufenweisen Vorgehens ist aber, dass sowohl von der Politik als auch vom Stromverbraucher zeitweise **Preisspitzen am Großhandels-Spotmarkt** (Knappheitspreise bzw. Peak Load Pricing) akzeptiert werden und Flexibilitätsoptionen nutzbar sind.

Eine Versorgungssicherheits-Reserve bietet zumindest für eine Übergangszeit eine gute Absicherung gegen die Risiken eines unzureichend funktionierenden Strommarktes. Sie zeichnet sich durch eine geringe regulatorische Eingriffstiefe aus, hat jedoch auch systemimmanente Grenzen. Hierzu zählt vor allem der Umstand,

dass das Volumen einer Versorgungssicherheits-Reserve immer weiter ansteigen kann, wenn die Fixkosten von nicht an der Reserve teilnehmenden Kraftwerken auch weiterhin nur unzureichend über den Strommarkt gedeckt werden. In dem Fall, dass die Kosten einer überdimensionierten Versorgungssicherheits-Reserve die Kosten eines alternativen Mechanismus übersteigen, und bei gleichzeitiger Betrachtung der regulatorischen Risiken sollte die Einführung eines Kapazitätsmechanismus intensiv geprüft werden. Diese Prüfung muss mit Augenmaß erfolgen und die europäische Einbettung berücksichtigen. Die mögliche Entscheidung für die Einführung eines Kapazitätsmarktes muss sich am aktuellen Kenntnisstand bezüglich der aktuellen und der künftigen Entwicklung der Kosten der Versorgungssicherheit sowie der Einschätzung weiterer regulatorischer Risiken orientieren. Die einschlägigen Monitoring-Berichte von Ministerien, Behörden und Wissenschaft bilden die Grundlage für die weitere Beobachtung der relevanten Parameter (z. B. Erneuerbaren-Ausbau, Netzausbau und -ertüchtigung sowie Entwicklung des Kraftwerksparks). Ein solcher marktbasierter Mechanismus, der bereits frühzeitig vorbereitet werden sollte, müsste dabei folgende Anforderungen erfüllen:

- a. Der Mechanismus dürfte nicht zur Verfolgung von Zielen abseits der Versorgungssicherheit, wie Verteilungszielen, CO₂-Minderung oder Marktstrukturzielen zweckentfremdet werden. Hierfür existieren bereits funktionierende Instrumente (ETS, Kartellaufsicht, etc.).
- b. Er müsste Technologieneutralität aufweisen und Nachfrageflexibilität integrieren. Alle Marktteilnehmer, die in der Lage sind, das geforderte Leistungsprodukt anzubieten, müssten durch den Mechanismus berücksichtigt werden. Dies umfasst u. a. konventionelle Kraftwerke, Speicher, erneuerbare Energien, Nachfrageflexibilität. Es darf auch keine „Folge-Diskriminierung“, z. B. in Form verschärfter emissionsrechtlicher Auflagen, geben.
- c. Der Mechanismus müsste von Anfang an europäisch integrierbar sein. Hierzu sind auf europäischer Ebene gemeinsame Schritte zur Integration des Mechanismus zu definieren. Bei einer zunächst nationalen Einführung wäre die Einbeziehung ausländischer Anbieter erforderlich. Mittelfristig müsste eine Kopplung der Kapazitätsmärkte in Zentral- und Westeuropa (CWE) erfolgen, mit dem langfristigen Ziel eines einheitlichen Marktdesigns in der EU.

-
- d. Die Preisbildung müsste frei und marktbasiert sein. Dies bedeutet, dass es weder Mindest- noch Höchstpreise geben und auch ansonsten nicht regulatorisch in die Preisbildung eingegriffen werden dürfte. Mit der Einführung kommen Investitionsentscheidungen für neue Erzeugungsanlagen primär aufgrund von Leistungspreissignalen zustande. Ein Leistungshöchstpreis würde diese Investitionssignale hemmen und ein „Missing Money-Problem“ auf dem Kapazitätsmarkt schaffen.
- e. Das Design müsste langfristig stabil sein und Investitionssicherheit schaffen. Jeder Kapazitätsmechanismus (mit Ausnahme einer Reservelösung) ist ein für einen sehr langen Zeitraum zu implementierendes Instrument, weil langfristige Investitionsentscheidungen darauf aufbauen. Wenn Investoren damit rechnen müssen, dass das Design revidiert wird und damit die Gefahr entsteht, dass ihre in einem Kapazitätsmarkt-Regime einmal getroffenen Investitionsentscheidungen später stranden, kann der Kapazitätsmechanismus keine Anreize entfalten. Die Einführung eines Kapazitätsmechanismus muss mit einem glaubwürdigen politischen Bekenntnis verbunden sein, das Design dauerhaft stabil zu halten.
- f. Es müsste sichergestellt sein, dass der Mechanismus nur dann einen positiven Preis für gesicherte Leistung aufweist, wenn diese knapp ist. D. h. ein Kapazitätsmechanismus müsste stabiler Bestandteil des Marktdesigns werden und nur dann Anreize zum Erhalt von oder Investitionen in gesicherte Leistung geben, wenn dies am Strommarkt nicht mehr ausreichend der Fall ist.

Das von BDEW und VKU entwickelte Modell des „dezentralen Leistungsmarkts“ erfüllt im Vergleich zu allen anderen derzeit diskutierten Modellen die oben genannten Kriterien am besten. Im Weißbuch sollte daher bereits festgelegt werden, dass aus heutiger Sicht das Konzept des dezentralen Leistungsmarktes das präferierte ist, falls es zur Einführung eines Kapazitätsmechanismus kommen sollte. Die Entscheidung über die Notwendigkeit ist grundsätzlich vor dem Hintergrund der dann vorliegenden energiewirtschaftlichen Situation und unter Berücksichtigung der relevanten Parameter (Netzausbau, Ausbaupfad, etc.) sowie immer vor dem Hintergrund der Kostensituation energieintensiver Industrien zu treffen.

Flexibilitätsoptionen effektiv nutzen

Vor dem Hintergrund eines zunehmenden Anteils fluktuierender Einspeisung aus erneuerbaren Energien bedeutet Flexibilität die Fähigkeit von Angebot und Nachfrage zu einem effizienten Ausgleich der zunehmend fluktuierenden Residuallast und somit zur Integration sehr hoher Anteile erneuerbarer Energien. Derzeit bestehen für erneuerbare Energien, Nachfrager und andere Anbieter von Flexibilität nur begrenzte Anreize, aktiv am Markt teilzunehmen. Bestehende Flexibilitätspotenziale, die in Zeiten einer hohen Last und gleichzeitig niedriger Erneuerbaren-Einspeisung zur Absicherung der Versorgung beitragen können, werden insbesondere aufgrund der niedrigen Strompreisschwankungen derzeit noch wenig genutzt. Zugleich wächst der Bedarf an Flexibilitätsoptionen, die bei einer niedrigen Last und einer hohen Einspeisung erneuerbarer Energien eine kostengünstige Integration der erneuerbaren Strommen ermöglichen können. Um die notwendige Anpassung des Marktes kostengünstig und sicher zu gestalten, müssen bereits heute die Voraussetzungen für die Aktivierung der Flexibilitätspotenziale geschaffen werden, damit sie am Markt teilnehmen sobald entsprechende Preissignale auftreten.

Grundsätzlich bestehen auch bei Eigenerzeugern in der Industrie in begrenztem Umfang technische Flexibilisierungspotenziale. Diese Kapazitäten können mit kurzer Vorlaufzeit flexibel vor- oder zurückgefahren werden. Jede abweichende Kraftwerksfahrweise führt jedoch zu Effizienzverlusten und somit erhöhten CO₂-Emissionen. Eine Flexibilisierung kann deshalb wirtschaftlich nur erfolgen, wenn eine veränderte Fahrweise nicht durch andere Regelungen (EEG, Energieeffizienzvorgaben, Spitzensteuerausgleich, ETS-Regeln etc.) und ggf. höhere Belastungen sanktioniert wird.

Daher muss ein **Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen im Sinne eines level playing field** ermöglicht werden, damit sich die wirtschaftlich effizientesten Optionen am Markt durchsetzen. Maßgeblich für den Bedarf an Flexibilität und für eventuelle Reaktionen von Angebot und Nachfrage sind die Signale des EOM und des Regulenergiemarktes. Um Marktverzerrungen zu vermeiden, sollte daher auch keine spezifische Bevorzugung einzelner Flexibilitätsoptionen erfolgen. Bestehende **Hemmnisse**, die zur Verzerrung von Preissignalen führen, müssen überprüft und abgebaut werden. Gründe für bestehende Verzerrungen sind dabei zu analysieren und die Folgen eines Abbaus gegen den Mehrwert einer zusätzlichen Flexibilisierung abzuwägen. Eine derzeit fehlende Wirtschaftlichkeit oder eine noch fehlende Marktreife

einzelner Optionen stellen für sich kein Flexibilitätshemmnis dar. Zudem sollten Lasten im Regulierungsdesign immer mit berücksichtigt werden.

Hemmnisse, dies es zu adressieren gilt, bestehen vor allem

- **am Regulenergiemarkt:** Zweck der Regulenergie ist die Gewährleistung von System- und Versorgungssicherheit. Es sollte daher geprüft werden, ob die Ausschreibungszeiträume (Primär- und Sekundärreserve) verkürzt werden könnten. Insbesondere sollte die Etablierung eines Sekundärmarktes für Regulenergie angestoßen werden.
- **am Day-Ahead-Markt:** Flexibilität muss an der Strombörse stärker handelbar gemacht werden, indem Produkte entwickelt und angeboten werden, die der Risikoabsicherung von volatilen Preisen dienen.
- **bei den Netzentgelten:** Regelungen wie § 19.2 Stromnetzentgeltverordnung können die Nachfrageflexibilisierung beeinflussen. Zum Erhalt der sinnvollen Entlastungsregelung für systemstabilisierende Stromverbraucher dürfen bei der Kalkulation der Netzentgelte Lastverschiebungen zur Stabilisierung des Stromnetzes nicht auf die Jahreshöchstlast angerechnet werden. Dieser Grundsatz sollte auch beim Angebot flexibler Lasten als gesicherte Leistung gelten. Solche Angebote sind wiederum aus der Berechnung der Zahl der Benutzungsstunden im Zusammenhang mit der StromNEV (19.2) auszuklammern, da ansonsten Anreize zu sehr gleichmäßigem Stromverbrauch zunichte gemacht würden. Gleichmäßiger Stromverbrauch über das Kalenderjahr gemessen erhöht die Prognosegüte der Stromnachfrage und steht nicht im Widerspruch zu kurzfristigen Lastverschiebungen.
- **im EEG:** Die im EEG 2014 eingeführte 15-Minuten-Bilanzierung für Eigenerzeugung ist kontraproduktiv für die notwendige und politisch gewollte Flexibilisierung. Ein- und Ausspeisung dürfen demnach nicht mehr auf Jahresbasis bilanziert werden. Aufgrund der vollen EEG-Belastung von Fremdstrom bestehen folglich keine Anreize, z. B. in Überschusszeiten günstigen Strom am Markt zuzukaufen. Im Winter bestehen keine Anreize, „überschüssigen“ Strom auszuspeisen. Die Wiedereinführung der Jahresbilanzierung von Ein- und Ausspeisung würde demnach die Flexibilisierungsanreize im Rahmen der technischen Potenziale hocheffizienter industrieller KWK deutlich erhöhen.

Eine derzeit besonders intensiv diskutierte Flexibilitätsoption stellt das Lastmanagement – insbesondere bei industriellen Verbrauchern – dar. Wichtig ist an dieser Stelle die Unterscheidung zwischen technisch machbaren und wirtschaftlich sinnvollen Lastmanagement-Potenzialen. Entsprechend kann die Flexibilisierung der industriellen Nachfrage einen wichtigen, aber nicht alleinigen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Bei der Flexibilisierung industrieller Lasten ist vor allem zu unterscheiden zwischen Lastverschiebung und Lastverzicht – letzteres hat die Reduktion des Outputs zur Konsequenz. In beiden Fällen müssen bei der Potenzialbewertung die jeweiligen unternehmensbezogenen Folge- und die Opportunitätskosten des Lastmanagements in die Betrachtung mit einbezogen werden. Diese sind von Unternehmen zu Unternehmen hochgradig verschieden und hängen von den spezifischen internen und externen Prozessen und Organisationsstrukturen ab. Eine hohe Bedeutung kommt hierbei der Berücksichtigung der jeweiligen Fixkostenanteile bei. Entscheidend für die Realisierung der Potenziale wird daher die **individuelle betriebswirtschaftliche Attraktivität** und somit die **Freiwilligkeit** bei der Anwendung des Lastmanagements sein. Eine „Zwangs-Flexibilisierung“ oder eine Konditionierung, beispielsweise das Knüpfen von Entlastungen von der EEG-Umlage an

die Umsetzung von Effizienz- oder Flexibilisierungsmaßnahmen, wird nicht zum gewünschten Ergebnis führen, sondern im Gegenteil den Industriestandort Deutschland deutlich schwächen. Gleichmaßen kommt eine Industrieproduktion in Abhängigkeit von der Verfügbarkeit erneuerbarer Energien nicht infrage.

Eine dynamische EEG-Umlage würde über eine Vergrößerung der Schwankung der Strompreise für die betroffenen Verbraucher gezielt die Anreize für die Flexibilisierung der Nachfrage stärken. Allerdings adressiert dieser Mechanismus auch tatsächlich ausschließlich Teile der Nachfrageseite und vernachlässigt Flexibilitätsoptionen der Angebotsseite. Eine dynamische EEG-Umlage verstößt damit gegen das Prinzip eines *level playing field* und würde die Verantwortung für den Ausgleich von Angebot und Nachfrage auf die Industrie abwälzen. Verbraucher, die aus technischen Gründen ihren Verbrauch nur sehr begrenzt nach dem Strompreis richten können, würden unter einer solchen Regelung massiv benachteiligt.

Flexibilität auf der Nachfrageseite und Energieeffizienz können im industriellen Bereich ggf. entgegengerichtet wirken, daher sind Flexibilisierungsmaßnahmen bei Effizienzbeurteilungen zu berücksichtigen.



Wirtschaftliche Rahmenbedingungen für Eigenerzeugung sicherstellen

Eigenerzeugungsanlagen (z. B. hocheffizienten wärmegeführten KWK-Anlagen und Anlagen zur Reststoffverstromung (z. B. Kuppelgase)) bleiben auch in einem Energiesystem mit steigenden Anteilen volatiler erneuerbarer Energien und zunehmenden Flexibilisierungsanforderungen essenziell. Eingebunden in effiziente Produktionsstrukturen ermöglichen sie eine effiziente, sichere und wettbewerbsfähige Versorgung und leisten einen wichtigen Beitrag zur Stabilität des Energiesystems insgesamt – sofern die politischen Rahmenbedingungen adäquat und stabil sind. Bestehende Eigenerzeugungsanlagen dürfen auch über 2017 hinaus nicht mit der EEG-Umlage belastet werden. Eine Belastung auch durch eine teilweise zu zahlende EEG-Umlage auf den eigenerzeugten Strom bedroht die Wirtschaftlichkeit von entsprechenden Anlagen direkt. Entsprechende Investitionen wurden im Vertrauen auf die Stabilität der gesetzlichen Regelungen

getroffen. Eine Nachträgliche Belastung entwertet das gebundene Kapital. Das gilt für alle eigenversorgenden Kraftwerke.

Im Falle der KWK erhielten industrielle Betreiber den fragwürdigen wirtschaftlichen Anreiz, ihre Anlagen zu entkoppeln, den Strom günstig am Markt zu kaufen und z. B. Dampf separat zu produzieren. Der Vorteil des hohen Energienutzungsgrades der Anlagen ginge hierbei verloren. Die industrielle Eigenstromerzeugung, die als Beitrag zur effizienten Nutzung von Energie politisch gewollt ist und einen Beitrag zur CO₂-Reduktion leistet, wäre wirtschaftlich nicht mehr darstellbar. Auch der energiewirtschaftliche Beitrag von Eigenerzeugern zur regionalen Versorgungssicherheit und Systemstabilität (z. B. Regelenergiebereitstellung, rotierende Massen) würde entfallen.

Netzentgelte intelligent umstrukturieren

Aufgrund der zunehmenden Dezentralisierung des Energiesystems und der damit verbundenen steigenden Zahl von kleinen, volatilen Einspeisern und Eigenverbrauchern könnte eine **stärkere leistungspreisbasierte Ausrichtung der Netznutzungsentgelte** insbesondere auf der Verteilnetzebene einem zunehmend fixkostengetriebenen System besser gerecht werden und die Versorgungssicherheit somit tendenziell positiv beeinflussen.

Allerdings ist die Netzentgeltsystematik aufgrund der verschiedenen Kundengruppen und unterschiedlichen Verhältnisse von Leistungs- und Arbeitspreisen hochgradig komplex. Daher darf nicht pauschal vorgegangen werden, sondern es muss spezifisch geprüft werden, wie die Netzentgeltsystematik hin zu systemstützenden Anreizen korrigiert werden kann.



Chancen durch Europa ausschöpfen

Das bereits erfolgte Market-Coupling in Europa optimiert die Nutzung der Internektorkapazitäten, so dass die Austauschmöglichkeiten zwischen den Markt-zonen erhöht werden. Somit können internationale Erzeugungsanlagen, Speicher oder flexible Nachfrager einen größeren Beitrag zur Markträumung leisten. Die Optimierung des grenzüberschreitenden Austauschs verändert die Auslastung der Kraftwerkskapazitäten und setzt somit auch Anreize für eine Anpassung des Kraftwerksparks. Auf diesem Weg sinkt durch das Market-Coupling auch das notwendige Investitionsvolumen, da der Gesamtbedarf an Erzeugungskapazität reduziert wird. Durch die dadurch erreichte Ausweitung des Marktgebiets durchmischen sich regionale stochastische Schwankungen der Last und der Einspeisung erneuerbarer Energien. Die **Ausweitung des**

Market-Coupling stellt daher einen weiteren wichtigen Schritt für mehr Versorgungssicherheit und niedrigere Kosten dar. Am Ende steht die **Vollendung des europäischen Binnenmarktes**, die endlich zielführend vorangetrieben und angemessen umgesetzt werden muss.

Investitionsentscheidungen im weiterentwickelten EOM werden auf Basis des internationalen Zusammenspiels von Angebot und Nachfrage unter Berücksichtigung der durch Grenzkuppelstellen gegebenen Import- und Exportmöglichkeiten getroffen. Das deutsche Marktdesign muss daher insgesamt mit der europäischen Energiestrategie und unseren Nachbarländern stärker koordiniert werden.



Impressum

Herausgeber

Bundesverband der Deutschen Industrie e.V. (BDI)
Breite Straße 29
10178 Berlin
T: +49 30 2028-0
www.bdi.eu

Redaktion

Dr. Carsten Rolle, Abteilungsleiter
Abteilung Energie- und Klimapolitik

Dennis Rendschmidt, Referent
Abteilung Energie- und Klimapolitik

Konzeption & Umsetzung

Sarah Pöhlmann
Abteilung Marketing, Online und Veranstaltungen

Druck

Das Druckteam Berlin
www.druckteam-berlin.de

Bildnachweis

Cover: © rcfotostock / fotolia.com
Seite 14: 62257 / pixabay.com
Seite 16: 503935 / pixabay.com

Verlag

Industrie-Förderung GmbH, Berlin

Layout

Michel Arencibia
www.man-design.net

Stand

November 2014
BDI-Publikations-Nr.: 0015

