

## Statkraft zum Weißbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“

Statkraft, Europas größter Erzeuger erneuerbarer Energie, sieht das vom BMWi vorgestellte Weißbuch zwiespältig. Nach wie vor ist Statkraft der Ansicht, dass ein marktumfassender Kapazitätsmechanismus günstiger ist, als ein weiterentwickelter Strommarkt mit Reservelösung. Die gut gemeinte Garantie der freien Preisbildung am Markt wird bereits heute durch gezielte Markteingriffe konterkariert. Positiv bewertet Statkraft die vorgesehenen Änderungen im Regelleistungsmarkt.

Wichtigste Punkte vorab:

- **Gaskraftwerke:** Flexible und klimafreundliche Gaskraftwerke finden keinerlei Berücksichtigung im künftigen Marktdesign.  
→ Notwendig ist die Aufnahme in eine befristete Förderung bis die geplanten Maßnahmen zur Verbesserung des Strommarktes tatsächlich greifen.
- **Pumpspeicher:** Pumpspeicher werden im Weißbuch nicht als Flexibilitätsoption in Betracht gezogen.  
→ Notwendig sind eine marktbasierende Vergütung der Systemdienstleistungen sowie die Aufhebung der Verpflichtung zur Zahlung von Netznebenentgelten.
- **Bilanzkreistreue:** Die Anreize zur Bilanzkreistreue sind entgegen der Annahmen im Weißbuch ausreichend stark.  
→ Nicht die Anreize, sondern stattdessen die vorhandenen Regelungen und Berechnungsgrundlagen müssen optimiert werden.
- **Regelleistungsmarkt:** Eine Öffnung der Regelleistungsmärkte für neue Technologien wird begrüßt.  
→ Notwendig sind jedoch kürzere Ausschreibungsfristen und ein klarer Zeitplan für die Festlegung neuer Präqualifikationsanforderungen.

## **I. Grundsatzentscheidung: Strommarkt 2.0**

### **Kapazitätsmarkt ist die günstigere Lösung**

Die Argumentation im Weißbuch gegen einen Kapazitätsmarkt überzeugt nicht. Statkraft ist, wie viele andere Marktteilnehmer, der Ansicht, dass der Kapazitätsmarkt gegenüber der Reservelösung deutlich günstiger ist. Kapazitäten würden in einem technologieoffenen Wettbewerb vergeben. Die Kraftwerke mit den niedrigsten Kosten würden bezuschlagt. Um die Schließung von modernen Gaskraftwerken zu verhindern, wäre ein Betrag von maximal 15 Euro/kW/Jahr ausreichend. Zeitgleich blieben alle Anlagen im Markt aktiv. Frontier Economics schätzt die zusätzlichen Kosten eines dezentralen Kapazitätsmarktes auf 100 Millionen Euro pro Jahr.

Ein umfassender Kapazitätsmarkt verringert zudem die Abhängigkeit von seltenen Knappheitsrenditen. Zur Deckung der Fixkosten sind Spitzenlastkraftwerke (inklusive der Nachfrageoptionen) in einem Strommarkt 2.0 vollständig abhängig von seltenen und unsicheren Knappheitssituationen. Dies führt zu Risikoprämien bei Investitionen und damit zu Mehrkosten, die mit einem gut dimensionierten Kapazitätsmarkt vermieden würden.

Dieses Problem wird durch mehrere, der vorgeschlagenen Maßnahmen verstärkt, die zwar die Effizienz des Marktes verbessern, aber damit zeitgleich die Unsicherheit erhöhen, dass sich Knappheitspreise überhaupt bilden.

### **Strommarkt 2.0 diskriminiert Gaskraftwerke und Pumpspeicher**

Der anvisierte Energiemarkt 2.0 mit fokussierten Markteingriffen schließt klimafreundliche und flexible Anlagen wie Gaskraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke aus. Diese Anlagen sind jedoch unersetzlich für eine erfolgreiche Integration des wachsenden Anteils schwankender Erzeugung aus erneuerbarer Energien in den bestehenden Strommarkt.

- Um langfristig Versorgungssicherheit, Klimaschutz und Bezahlbarkeit von Strom zu gewährleisten, schlägt Statkraft vor, effiziente und klimafreundliche Kraftwerke und Speicher, die von der Stilllegung bedroht sind, in eine Förderung aufzunehmen. Diese Förderung sollte beendet werden, sobald die geplanten Maßnahmen zur Verbesserung des Strommarktes die gewünschte Wirkung tatsächlich erzielen.

## II. Strommarkt 2.0: Die Umsetzung

### Maßnahme 1: Freie Preisbildung am Strommarkt garantieren

Statkraft begrüßt, dass die freie Preisbildung als Zielbestimmung in das EnWG aufgenommen werden soll. Es bestehen jedoch erhebliche Bedenken, dass sich dieses Ziel realisieren lässt und langfristig gewährleistet werden kann. Allein durch die bereits angelegte Subventionierung einzelner Technologien erfolgt eine signifikante Marktverzerrung und somit Einschränkung der freien Preisbildung. Zudem sieht Statkraft grundsätzlich die Gefahr, dass in Situationen extremer Knappheit eine Abwägung zwischen dem Erhalt der freien Preisbildung und der Inkaufnahme des Risikos eines Black-outs stattfinden würde und dann im Ergebnis immer eine Entscheidung gegen die freie Preisbildung getroffen würde.

- Notwendig ist eine regelmäßige Prüfung, ob erforderliche Investitionen in Kapazitäten (Erzeugung, Speicher, Nachfrageflexibilität) tatsächlich erfolgen.

### Maßnahme 2: Kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht transparenter machen

Die Schaffung von Klarheit, wann Unternehmen vom kartellrechtlichen Mark-up-Verbot betroffen sind und wann nicht, ist längst überfällig. Deshalb wird der angekündigte Leitfaden des Bundeskartellamtes begrüßt. In der Praxis wirkt das bisherige System wie eine faktische Preisobergrenze: aufgrund der Unsicherheiten bei der Anwendung von Kartellrecht bieten Unternehmen nicht zu einem Preis oberhalb ihrer kurzfristigen Grenzkosten an ("faktisches Mark-up-Verbot"). Preise oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten sind jedoch für die Deckung der Kosten von Kraftwerken notwendig. Das Bundeskartellamt geht bisher davon aus, dass ein faktisches Mark-up-Verbot nicht existieren würde. Problematisch ist jedoch, dass in Zeiten von Knappheit nur schwierig bzw. überhaupt nicht unterschieden werden kann, ob hohe Preise durch Knappheit oder durch Ausübung von Marktmacht zustande kommen.

- Notwendig ist eine Neubetrachtung der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht im Strommarkt. Eine Lösung für die Bestimmung, ab wann ein marktbeherrschender Erzeuger in Zeiten der Knappheit durch unangemessene Preisaufschläge seine Marktmacht missbraucht, könnte auf den wesentlichen Größenunterschieden und Rückwirkungen zwischen Termin- und Spotmarkt basieren. Das Monitoring der Spotmärkte kann durch ein Monitoring der Terminmärkte abgedeckt werden, denn die Preise am Spotmarkt korrelieren mit den Preisen an den Terminmärkten. Auch Preisspitzen im Spotmarkt spiegeln sich in den Terminpreisen wieder. Das Bundeskartellamt würde überwachen, inwieweit Terminpreise mit den langfristigen Grenzkosten übereinstimmen.
- Bei der Klarstellung, wann das kartellrechtliche Missbrauchsverbot greift und wer vom Mark-up-Verbot betroffen ist, sollten auch die Markttransparenzstelle der Bundesnetzagentur einbezogen werden. Zudem ist das Verhältnis zu REMIT zu klären.

### Maßnahme 3: Bilanzkreistreue stärken

Statkraft ist überzeugt davon, dass die Anreize zur Bilanzkreistreue im heutigen System ausreichen. Jedoch sind die Regelungen nicht immer marktbasierend. Deshalb werden die Einleitung eines Diskussionsprozesses und späteren Festlegungsverfahrens der BNetzA begrüßt. Dieses muss genutzt werden, um bestehende Regelungen und Anreize effizienter, transparenter und marktgerechter zu gestalten.

- **Kosten der Vorhaltung von Regelleistung:** Eine (auch teilweise) Umlage der Vorhaltekosten über die Ausgleichsenergiepreise lehnt Statkraft ab. Eine Änderung des § 8 Stromnetzzugangsverordnung zur Vorbereitung auf diese Umstellung wird entsprechend nicht unterstützt. Eine Umwälzung der Vorhaltekosten ist nicht marktgerecht und führt zu falschen Anreizen. Stattdessen sollte es bei der bisherigen Umlage über die Netzentgelte bleiben oder ein marktorientiertes System eingeführt werden.
- **Umgang mit Nulldurchgängen:** Zur Vermeidung extrem hoher Ausgleichsenergiepreise bei Nulldurchgängen muss schnellstmöglich eine Systemumstellung erfolgen.
  - Den viertelstündlichen Fahrplanabweichungen sollte der Abruf in überwiegender Richtung zugeordnet werden. D.h. im Zähler sollten die Kosten der überwiegender Abrufrichtung und im Nenner die Abrufmengen in überwiegender Richtung angesetzt werden.
  - Weitere Möglichkeit, die einfach umzusetzen ist, wäre eine Erweiterung des bestehenden Systems durch die Einführung von Kappungsstufen der Ausgleichsenergiepreise. Dies würde zu einer gebotsnahen Bepreisung führen.
  - Möglich wäre auch die Schaffung von zwei Preisen, wie dies in den Niederlanden praktiziert wird. Dies gilt für den Fall, dass in einer Viertelstunde sowohl hoch- als auch abgeregelt wird.
  - Langfristig könnte die Verkürzung der Abrechnungsperiode auf eine Minute die Situation entspannen.
- **Intradaypreis als Bezugspreis ersetzen:** Eine Umstellung des derzeit verwendeten, mengengewichteten, stündlichen Intraday Indexes wird begrüßt.
  - Als alternativen Bezugspreis befürwortet Statkraft den mengengewichteten, viertelstündlichen Intraday Index. Die Viertelstunde ist die Basiseinheit für die Ausgleichsenergie. Mit einer Umstellung auf diesen Index würde man das System vereinheitlichen.
  - Noch marktgerechter wäre das Abstellen auf den neuen durchschnittlichen Wert der letzten drei Stunden (ID3-Preisindex der EPEX SPOT). Denn der Preis der Geschäfte, die kurz vor der Lieferung geschlossen werden, spiegelt den Preis der Ausgleichsenergie am besten wieder.
  - Wenn ein Regelarbeitsmarkt eingeführt würde, könnte dieser Markt einen Bezugspreis für die Bilanzkreisverrechnung bieten.

- Gegen die Ableitung eines alternativen Bezugspreises aus der neuen Day-Ahead-Viertelstundenauktion der EPEX SPOT oder aus einem Maximalpreis aus verschiedenen Bezugspreisen bestehen erhebliche Bedenken. Im ersten Fall wäre der Bezugspreis zu weit vom Lieferzeitpunkt entfernt, im zweiten Fall besteht die Gefahr, dass für die Marktakteure Fehlanreize gesetzt werden.
- **Überwachung des Bilanz- und Ausgleichenergiepreissystems:** Eine kontinuierliche Überwachung des Bilanz- und Ausgleichenergiepreissystems durch BMWi und BNetzA wird begrüßt.
  - Insbesondere sollten Anreize für Verteilnetzbetreiber geschaffen werden, die Differenzbilanzkreise bestmöglich zu bewirtschaften.
  - Es sollte generell die Frage gestellt werden, ob der Verteilnetzbetreiber die Bilanzkreisbewirtschaftung der Differenzbilanzkreise an Marktakteure aus-schreiben sollte.
  - Zudem wird heute ein großer Teil der Erzeugung aus erneuerbaren Energien von den Übertragungsnetzbetreibern vermarktet. Zukünftig sollte sichergestellt werden, dass eine Vermarktung im Wettbewerb erfolgt, z.B. durch eine verpflichtende Ausschreibung der Vermarktung des EEG-Stroms durch die Übertragungsnetzbetreiber.
- **Weiterer Optimierungsbedarf - Schaffung von Transparenz:** Sämtliche vom Übertragungsnetzbetreiber eingesetzte Maßnahmen sollten künftig voll-ständig veröffentlicht werden. Vor allem muss das Zustandekommen des Ausgleichsenergiepreises transparent gemacht werden. Aufgrund von Netzengpässen im deutschen Übertragungsnetz kann es vorkommen, dass Kraftwerke in bestimmten Regelzonen keine Regelleistung mehr erbringen dürfen. Der Übertragungsnetzbetreiber weicht dann von der Merit-Order-Liste ab und ruft ein teureres Kraftwerk, statt des nächst-teureren ab. Das führt zu unerwartet und für den Bilanzkreisverantwortlichen nicht nachvollziehbaren hohen Ausgleichsenergiepreisen, die von diesem beglichen werden müssen.
  - Nicht nachvollziehbar ist heute, nach welchem System die Abregelung er-folgt. Die Regelungen für die Auswahl der Kraftwerke, die für den Re-gelenergieabruf aktiviert werden und auch die daraus resultierende Berech-nung der Ausgleichsenergiepreise sollten zeitnah ausgewiesen werden.

#### Maßnahme 4: Bilanzkreise für jede Viertelstunde abrechnen

Diese Maßnahme wird begrüßt. Maßnahmen nach § 13 Abs.2 EnWG, die eine Not-fallregelung darstellen, werden zudem zu oft eingesetzt. Der Ausnahmefall ist prak-tisch zur Regel geworden. Um diese Situation zu ändern, muss klar gestellt werden:

- wann § 13 Abs.2 EnWG verwendet werden darf. Notwendig sind klare Kriterien, die auch einheitlich in den Regelzonen angewendet werden.
- wie die Verrechnung von Fahrplanabweichungen für Perioden vorgenommen wird, in denen § 13 Abs.2 angewendet wird.
- Zudem muss die Abrechnung hins. Preisen und Mengen für jede Viertelstunde nachvollziehbar sein.
- Langfristig sollte für jede Viertelstunde eine Veröffentlichung aller abrechnungsrelevanten Ausgleichsenergiepreise am Folgetag vorgenommen werden.
- Der Entwurf „Network Code for Emergency & Restoration“ regelt, dass Übertragungsnetzbetreiber in Notfallsituationen den Markt aussetzen können (“suspend the market”). Dies darf nicht dazu führen, dass Erzeuger das Risiko haben, keine Knappheitsrendite während Brown-outs erzielen zu können. Vielmehr muss sichergestellt werden, dass beim Aussetzen des Marktes in Notfallsituationen eine Verrechnung stattfindet und Erzeuger eine Knappheitsrendite auch in diesen Notfallsituationen erzielen können.
- Zudem sollte klargestellt werden, dass bei Bilanzkreisverantwortlichen, die den Anweisungen des Übertragungsnetzbetreibers nach § 13 Abs.2 EnWG folgen, kein falsches Verhalten vorliegt. Derzeit ist diese Situation unklar.
- Generell sollte nicht von „einer Haftung für Fehlverhalten“ gesprochen werden. Bilanzkreisabweichungen sind niemals komplett zu vermeiden. Vor allem beim Ausfall von größeren Kraftwerksblöcken treten kurzfristig, relativ große Abweichungen auf. Ziel muss sein, diese Abweichungen mit einem vernünftigen Preis zu verrechnen.

### Maßnahme 5: Weiterentwicklung des Strommarktes europäisch einbetten

Die engere Kooperation Deutschlands mit den europäischen Nachbarländern wird begrüßt. Sehr positiv sieht Statkraft vor allem das Bekenntnis der Staaten, den grenzüberschreitenden Stromhandel auch in Zeiten hoher Preise und Knappheit nicht zu beeinträchtigen.

Insbesondere die norwegischen Speicherkapazitäten sollten stärker in die Betrachtung eines neuen Marktdesigns einbezogen werden sollten. Die Wasserspeicher in Norwegen bieten eine riesige Menge an Flexibilität (84,1 TWh im Vergleich zu 0,04 TWh in Deutschland). Die norwegischen Speicher können Wasser saisonal und langfristig speichern. Diese Flexibilität kann günstig angeboten werden, wenn weitere neue Kabelverbindungen zwischen Deutschland und dem nordischen Markt realisiert werden.

- Bestehende Kabelverbindungen, z.B. nach Schweden, sollten künftig uneingeschränkt genutzt werden können und in einem fairen Wettbewerb zu anderen flexiblen Kapazitäten stehen.

- Für einen gemeinsamen europäischen Energiemarkt sind harmonisierte Regeln in Form von Networkcodes bzw. Guidelines notwendig, die in den einzelnen Mitgliedstaaten auch einheitlich angewendet werden müssen.

### Maßnahme 6: Regelleistungsmärkte für neue Anbieter öffnen

Statkraft begrüßt die Reform des Regelleistungsmarkts und die Durchführung eines Festlegungsverfahrens zu den Ausschreibungsbedingungen für die Regelleistung. Hinzuweisen ist darauf, dass mit dem Ausbau der Erneuerbaren Energien der Bedarf an Regelenergie proportional stetig abgenommen hat. Dies zeigt, dass Bilanzkreisverantwortliche auf den geänderten Markt reagieren.

Um eine weitere Öffnung des Regelleistungsmarktes zu erreichen, sollten über die im Weißbuch genannten Punkte hinaus, folgende Aspekte berücksichtigt werden.

- **Sekundärregelleistung, Minutenreserve aber auch Primärregelleistung sollten kalendertäglich ausgeschrieben werden.**
- **Anpassung der Präqualifikationsbedingungen:** Anbieter für die verschiedenen Arten von Regelleistung müssen sich präqualifizieren lassen, d.h. nachzuweisen, dass sie die zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit erforderlichen Anforderungen für die Erbringung von Regelleistung erfüllen. Die vorhandenen Kriterien passen nicht auf neue Technologien.
  - Nötig ist ein verbindlicher Zeitplan bis Ende 2015 für die Anpassung der Präqualifikationsanforderungen, um die Diskriminierung zwischen konventionellen Kraftwerken und neuen Anbietern zu beenden. Nur so lassen sich die Öffnung der Regelleistungsmärkte in der Praxis auch umsetzen und neue Technologien in den Strommarkt integrieren.
  - Eine einheitliche und technologieoffene Anwendung der Bedingungen in allen Regelzonen muss sichergestellt werden.
  - Als Nachweisverfahren bei der Präqualifikation von Windenergie sollte die Variante der möglichen Einspeisung festgelegt werden.
- **Primärregelleistungsmarkt anpassen:** Im Primärregelleistungsmarkt ist eine Anpassung der Verfügbarkeitsanforderungen und eine verbindliche Festlegung des notwendigen Leistungs- zu Energieverhältnis von 1:1 bei Batterien notwendig. Dieses Verhältnis ermöglicht eine zuverlässige Lieferung der Primärregelleistung und die Erfüllung der technischen Anforderungen. In Zusammenarbeit mit der Sekundär- und Tertiärregelleistung ist ein stabiler Netzbetrieb sichergestellt.

-

- **Regelzonenübergreifende Erbringung von Regelleistung:** Regelleistung sollte zukünftig auch über die einzelne Regelzone hinaus erbracht werden können („regelzonenübergreifendes Pooling“)
- **Ist-Wert-Aufschaltung für alle Marktteilnehmer ermöglichen oder abschaffen:** Einige Marktteilnehmer haben die Möglichkeit, Regelabweichungen administrativ anderen Regelzonen zuzuordnen. Die Bedingungen und Konsequenzen sind nicht klar. Deshalb sollte diese Möglichkeit transparent erläutert werden. Zudem sollte sie allen Marktteilnehmern zur Verfügung stehen oder abgeschafft werden.
- **Kein Regelarbeitsmarkt light:** Bei der langfristig vorzusehenden Einführung eines Regelarbeitsmarktes muss sichergestellt werden, dass dieser nicht als „light“-Variante oder „last resort“ für einzelne Technologien aufgebaut wird. Alle Technologien müssen auf vergleichbarer Grundlage an den bestehenden Regelenenergiemärkten teilnehmen können. Auch wenn ein Regelarbeitsmarkt eingeführt wird, muss die Öffnung der Regelleistungsmärkte weiter vorangebracht werden. Zudem darf die Einführung eines Regelarbeitsmarktes nicht dazu führen, dass das Zeitfenster für den Intraday-Handel eingeschränkt wird.

Die Verbesserungsmaßnahmen im Strommarkt 2.0 führen grundsätzlich nur zur Effizienzverbesserung und damit zu Kostensenkungen. Eine Verbesserung des Versorgungssicherheitsniveaus wird damit nicht erreicht. Wenn neue Flexibilitätsanbieter (z.B. an der Nachfrageseite) kostengünstig auf dem Regelleistungsmarkt aktiv werden, werden sie flexible Bestandsanlagen verdrängen. Zudem werden durch die Subventionierung bestimmter Anbieter von Flexibilität kostengünstigere Anbieter verdrängt, wie dies beispielsweise durch die Verordnung abschaltbare Lasten bereits heute der Fall ist. Insgesamt steigen damit die Gesamtkosten im Energiesystem.

### Maßnahme 7: Zielmodell für staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte entwickeln

Bei der Entwicklung eines Zielmodells für staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte sollte auch die bereits im Koalitionsvertrag angedachte Überprüfung der Letztverbraucherpflichten von Speichern nicht in Vergessenheit geraten. Insbesondere deshalb, weil unter den aktuellen Rahmenbedingungen weder der Betrieb bestehender noch Investitionen in neue Pumpspeicherkraftwerke wirtschaftlich sind.

Pumpspeicherkraftwerke nehmen am Spot- und Regelenenergiemarkt teil und übernehmen Dienstleistungen zum Erhalt der Systemstabilität. Hierzu gehören z.B. Redispatch, Blindleistungserbringung und Schwarzstartfähigkeit. Diese netz- und systemrelevanten Leistungen müssen auch einschließlich aller Kapital- und Betriebskosten vergütet werden. Dies ist derzeit nicht der Fall.

Die Bereitstellung von Flexibilität muss sich für Speicherbetreiber auch rechnen, zumal dies die preisgünstigste Flexibilisierungsoption ist, die ein kurzfristiges Überangebot von elektrischer Leistung aufnehmen und wieder abgeben kann. Notwendig sind deshalb:

- Klarstellung in einer Speicherdefinition im künftigen Strommarktgesetz, dass Speicher keine Letztverbraucher sind
- Aufhebung der Verpflichtung zur Zahlung von Letztverbraucherabgaben (insbesondere Konzessionsabgabe, KWK-Umlage, § 19 Abs. 2 StromNEV-Umlage, Offshore-Umlage und § 18 AbLaV-Umlage) durch Speichertechnologien
- Marktbasierte Vergabe und Vergütung von systemdienlichen Leistungen (Blindleistung, Kurzschlussleistung, Schwarzstartfähigkeit, Momentanreserve) der Speicher, um eine angemessene Vergütung zu gewährleisten

### **Maßnahme 10: Regeln für die Aggregation flexibler Stromverbraucher klären**

Spezialisierte Anbieter zur Bewertung flexibler Verbraucher, deren Anbindung und Vermarktung von Flexibilität gibt es bereits heute. Statkraft tritt selbst als Aggregator am Markt auf. So haben Endkunden beispielsweise die Möglichkeit, zu einem Lieferanten zu wechseln, der die Nutzung seiner Flexibilität anbietet. Aggregatoren, die selber nicht als Lieferant aktiv sein möchten, können Dienstleistungen an Lieferanten anbieten. Insoweit besteht ausreichend Wettbewerb zwischen Lieferanten auf dem Endkundenmarkt.

- Für alle Marktteilnehmer sollten gleiche Wettbewerbsbedingungen gelten. Ein Aggregator ist keine neue Marktrolle und muss deshalb auch nicht separaten Regelungen unterliegen. Insbesondere darf es keine bevorzugte Behandlung von Aggregatoren geben.

### **Maßnahme 17: Mehr Transparenz über Strommarktdaten schaffen**

Statkraft begrüßt die Schaffung von mehr Transparenz im Strommarkt.

- Der Aufbau eines umfassenden Marktstammdatenregisters sollte zum Anlass genommen werden, bestehende Meldepflichten schnellstmöglich zusammenzufassen und zu reduzieren, um Mehrfachmeldungen zu vermeiden.
- Es muss gewährleistet werden, dass alle Marktakteure gleich behandelt werden. So erfüllen Netzbetreiber immer mehr Marktfunktionen. Diese sollten sich im Marktstammdatenregister widerspiegeln.

## Maßnahme 19: Kapazitätsreserve einführen

Die im Weißbuch vorgeschlagene Kapazitätsreserve ist nicht die Wunschlösung von Statkraft.

- **Ein umfassender Kapazitätsmarkt** wäre, wie bereits beschrieben, kostengünstiger und geeigneter, die Schließung existierender flexibler Kraftwerke und Speicher zu verhindern und notwendige zukünftige Investitionen zu ermöglichen.
- **Vorübergehend vertragliche Basis für Braunkohlekraftwerke als Teil der Kapazitätsreserve:** Statkraft sieht die Schaffung einer vertraglichen Regelung zur Stilllegung von Braunkohlekraftwerken skeptisch. Ein Großteil der Kapazitätsreserve wird damit einem wettbewerblichen Verfahren entzogen. Zwar wird die Kraftwerksleistung in Deutschland vermindert, aber die entsprechende Menge der CO<sub>2</sub>-Zertifikate nicht vom Markt genommen. Unter Klimaschutzgesichtspunkten sieht Statkraft hier keinen Mehrwert, da die CO<sub>2</sub>-Emissionen ins Ausland verschoben werden. Darüber hinaus ist der Beitrag zur Versorgungssicherheit höchst zweifelhaft, da Braunkohlekraftwerke deutlich längere Anfahrzeiten als beispielsweise Gaskraftwerke haben.
  - Es sollte geklärt werden, was passiert, wenn die kontrahierten Kraftwerke nicht rechtzeitig aktiviert werden können.
  - Um ein Mindestmaß an Transparenz zu gewährleisten, sollte eine Veröffentlichungspflicht der vertraglich vereinbarten Zahlungen an die Braunkohlekraftwerke eingeführt werden. Auch die Details der Aktivierung (z.B. Vorlaufzeit) der kontrahierten Kraftwerke müssen veröffentlicht werden.
- **Beschaffung der Kapazitätsreserve:** Es muss gewährleistet werden, dass die Kraftwerke mit den geringsten Kosten für die Vorhaltung den Zuschlag erhalten sollen. Ein Abstellen auf die höchsten CO<sub>2</sub>-Vermeidungskosten, wie dies vereinzelt vorgeschlagen wird, wird abgelehnt.
- **Kosten des Einsatzes der Kapazitätsreserve:** Im Weißbuch wird ein Mindestpreis von 20.000 Euro / MWh für den unterdeckten Lieferanten vorgeschlagen, wenn die Reserve zum Einsatz kommt.
  - Dieser Preis sollte kein willkürlich hoher festgesetzter Preis sein, sondern auf den „Value of Lost Load“ (VoLL) fixiert werden. Zudem sollte der Preis nicht der Mindest- sondern der Maximalpreis sein.
  - Der Überschuss, der bei der Bilanzkreisverrechnung beim Einsatz der Reserve erzielt wird, könnte für die Vorhaltung der Kapazitätsreserve verwendet werden. So ließen sich vor allem Endkunden entlasten.

## Maßnahme 20: Netzreserve weiterentwickeln

Eine Verlängerung der Reservekraftwerksverordnung über 2017 hinaus bis 2023 ist zu begrüßen, da der Netzausbau noch einige Zeit in Anspruch nehmen wird.

- **Beschaffung der Netzreserve:** Die Beschaffung soll laut Weißbuch weiterhin nicht wettbewerblich, sondern über eine Verpflichtung von Anlagen durch die Netzbetreiber erfolgen. Dieses Vorgehen ist weder notwendig noch transparent. Die Kontrahierung der Kraftwerke sollte im Wettbewerb, analog zum EU-Vergaberecht erfolgen.
- **Verzahnung Kapazitäts- und Netzreserve:** Die Reihenfolge der Verzahnung sollte geändert werden. Zunächst ist die Netzreserve auszuschreiben und in einem zweiten Schritt die Kapazitätsreserve.
- **2 GW Reserve im Süden:** Der im Weißbuch angekündigte Teil von 2 GW ab 2021 als Teil einer Reservelösung wird abgelehnt. Sollte sich diese Menge tatsächlich als notwendig erweisen, ist die wettbewerbliche Beschaffung sicherzustellen. Es darf keine Vorfestlegung auf bestimmte Standorte und Betreiber geben.
- **Netzreserve aus dem Ausland:** Netzreserve wird von den Übertragungsnetzbetreibern teilweise aus Süddeutschland und teilweise aus dem Ausland (z. B. Österreich) beschafft. Der Teil, der aus dem Ausland gekauft wird, darf im Markt aktiv bleiben. Deutsche Netzreserve darf nicht im Markt aktiv sein. Diese ungleiche Behandlung führt zu einem Wettbewerbsvorteil für ausländische Erzeuger. Diese Wettbewerbsverzerrung sollte beseitigt werden.

## III. Zukünftige Handlungsfelder

### Handlungsfeld 2: Förderbedarf für erneuerbare Energien durch optimales Gesamtsystem senken

Erfreulich ist die Darstellung im Weißbuch, dass erneuerbare Energien über die verpflichtende Direktvermarktung gut in den Markt integriert sind. Als größter Direktvermarkter teilt Statkraft diese Ansicht.

- **§ 24 EEG:** Die Überprüfung der Regelung, dass Neuanlagen ab 2016 bei sechs negativen Stunden am Stück keine Förderung mehr erhalten (§ 24 EEG), wird begrüßt. Der §24 EEG begründet nicht nur erhebliche Erlösrisiken für Anlagenbetreiber, was wiederum höhere Finanzierungskosten nach sich zieht. Auch für Direktvermarkter ist diese Regelung problematisch, da sie gebotstechnisch nicht abbildbar ist. Hier sollten zeitnah praxisnahe Lösungen gefunden werden.

- Für Anlagenbetreiber werden derzeit verschiedene Kompensationsansätze diskutiert (z.B. eine Entschädigungslösung analog zum Einspeisemanagement). Eine solche Variante erlaubt die Umstellung des §24 EEG auf eine stundenscharfe Regelung (keine Marktprämie schon bei einem einzelnen, negativen Stundenpreis). Für Direktvermarkter wäre damit der §24 EEG sofort leicht umsetzbar und für Netzbetreiber die Abrechnung der Marktprämie erleichtert.
- Unabhängig von der Frage einer Entschädigungslösung und damit einer stundenscharfen Anwendung sollte § 24 EEG auf sechs Stunden, die an demselben Kalendertag auftreten, beschränkt werden. Andernfalls ist die praktische Umsetzung dieser Regelung nochmals schwieriger. Deshalb sollte eine Ergänzung des § 24 EEG erfolgen: „Wenn der Wert der Stundenkontrakte für die Preiszone Deutschland/Österreich am Spotmarkt der Strombörse EPEX Spot SE in Paris an mindestens sechs aufeinanderfolgenden Stunden an einem Kalendertag negativ ist, verringert sich der anzulegende Wert nach § 23 Absatz 1 Satz 2 für den gesamten Zeitraum, in denen die Stundenkontrakte ohne Unterbrechung negativ sind, auf null.“

*Statkraft ist international führend in Wasserkraft und Europas größter Erzeuger erneuerbarer Energie. Der Konzern erzeugt Strom aus Wasser, Wind, Biomasse und Gas, produziert Fernwärme und ist ein bedeutender Akteur im Energiehandel. Statkraft beschäftigt 4.200 Mitarbeiter in über 20 Ländern.*

Kontakt:

Claudia Gellert  
Head of Energy Policy  
Statkraft Markets GmbH  
Derendorfer Allee 2a  
40476 Düsseldorf  
[claudia.gellert@statkraft.de](mailto:claudia.gellert@statkraft.de)