

Die Instrumente der Energiewende schärfen: Eckpunkte zum Einstieg in den Systemwechsel

Ein Diskussionsbeitrag der 8KU

Einleitung

Die Energiewende fußt auf einem gesellschaftlichen und politischen Konsens. Dieser basiert darauf, dass die herkömmliche Energieversorgung unter klimapolitischen Gesichtspunkten nicht nachhaltig und unter ressourcenökonomischen Gesichtspunkten riskant ist. Ferner besteht ein gesellschaftlicher und politischer Konsens zum Ausstieg aus der Kernenergie und somit zugleich darüber, die Energieversorgung weitestgehend aus erneuerbaren Quellen zu bestreiten.

Vor diesem Hintergrund zielt die Energiewende darauf ab, den Anteil der Erneuerbaren Energien bis zum Jahr 2050 auf mehr als 80% zu erhöhen und im gleichen Zeitraum den CO₂-Ausstoß um 80%-95% gegenüber 1990 zu verringern. Der Ausbau der Erneuerbaren Energien (EE) ist ein Kernelement der deutschen aber auch europäischen Energiepolitik. Erneuerbare Energien werden Leitsystem der Stromversorgung in Deutschland. Die 8KU unterstützen die Energiewende und möchten einen konstruktiven Beitrag leisten, diese auf möglichst effiziente Weise zu erreichen.

Leider stockt die Umsetzung der Energiewende. Das liegt an nicht optimierten, teils widersprüchlichen Zielen und Instrumenten. Vor allem ist der Umsetzungspfad energiewirtschaftlich nicht klar strukturiert. In Bezug auf die Kosten besteht weder Klarheit über die Höhe noch über die Grenzen der Belastung und ihre Verteilung.

Preisunsicherheit für Privatkunden hat einerseits einen sozialen Aspekt. Zum anderen beeinträchtigt Preisunsicherheit aber auch die Akzeptanz und damit die politische Stabilität des Umsetzungspfades. Auch in Bezug auf die Gefährdung der Systemsicherheit besteht weder ein klares Verständnis über Ausmaß und Konsequenzen noch über Umfang und Wirkung von Gegenmaßnahmen.

Umsetzungsschritte und –maßnahmen zur Energiewende sind häufig energiewirtschaftlich nicht fundiert und daher weder stabil noch politisch robust. Immer neue Modelle und Maßnahmen werden hektisch diskutiert, umgesetzt und teils wieder verworfen. Das erschwert einerseits die Bedingungen für neue Investitionen in die Energiewende und macht sie teuer - man vergleiche den erwogenen Eingriff in den Bestand im Rahmen der sogenannten Strompreisbremse. Zum anderen verschlechtern sich sukzessive die Bedingungen für den Bestand an Assets, abzulesen an den schwierigen sinkenden Einsatzzeiten und –erlösen ausgerechnet jener (Gas-) Kraftwerke, die für Residuallast eigentlich unverzichtbar sind.

Angesichts der klaren Zielstellung der Energiewende in Bezug auf Erneuerbare, Emissionen und Effizienz gilt es dringend, die Instrumente der Umsetzung zu schärfen und einen klaren und robusten Einstiegspfad in den tatsächlichen Systemwechsel zu erreichen.

Die oben beschriebenen Probleme sind weder unbekannt noch unlösbar. Zahlreiche Lösungsinstrumente wurden in den letzten Monaten in Deutschland diskutiert. Sie unterscheiden sich in Bezug auf ihre energiewirtschaftlichen und volkswirtschaftlichen Wirkungen und in Bezug auf ihren Einfluss auf den Asset-Bestand der Unternehmen und auf die Anpassung gegebener Geschäftsmodelle. Dies zu untersuchen, ist Gegenstand der Studie.

Das Augenmerk liegt dabei auf einer pragmatischen Einführung von wirksamen Instrumenten unmittelbar nach der Bundestagswahl 2013. Zielsetzung ist nicht, ein geschlossenes Bild bis 2050 zu liefern; jedoch ist klar, dass alle Elemente – sofern nicht ohnedies reversibel - anschlussfähig sein müssen an Grundentwicklungsrichtungen der Energieversorgung bis 2050. Diese sind einerseits normativ durch die Energiewende-Konzeption definiert. Andererseits gilt als Anspruch an alle Instrumente, dass sie möglichst wettbewerblich ausgestaltet sind. Abweichungen von dieser Grundausrichtung sind dann zu empfehlen, wenn eine wettbewerbliche Lösung nicht zu guten Ergebnissen zu führen droht.

Die Darstellung ist das Ergebnis eines Projekts der Fachleute der 8KU-Unternehmen mit Frontier Economics.

Executive Summary

Die 8KU unterstützen die Ziele der deutschen Energiewende, sehen aber einen kurzfristigen Anpassungsbedarf bei den einzusetzenden Instrumenten:

EEG-Reform

Die 8KU unterstützen die EE-Ausbauziele der Bundesregierung, sehen jedoch erheblichen Anpassungsbedarf bezüglich der Instrumente und sprechen sich u.a. für die Entwicklung einer Pflicht zur „wettbewerblichen Direktvermarktung“ aus. Um zu gewährleisten, dass die ambitionierten EE-Ausbauziele eingehalten werden können, bedarf es einer Flankierung der EE-Markterlöse durch eine umlagefinanzierte und wettbewerblich ausgestaltete Förderung.

Die Höhe der Förderung sollte jedoch auf Dauer über den gesamten Förderzeitraum einer Anlage fixiert und im Rahmen von Versteigerungen bzw. Auktionen ermittelt werden. Dadurch werden die Vollkosten von EE-Anlagen im Wettbewerb bestimmt und die Investoren Marktpreisen und Marktpreisrisiken ausgesetzt („wettbewerbliche Direktvermarktung“). Hierdurch entstehen Anreize zu effizienten Investitionsentscheidungen und zu bedarfsgerechten Anlageneinsatzentscheidungen.

Zwecks einer möglichst reibungslosen Transformation und einer möglichst zeitnahen Umsetzung könnte in zwei Schritten vorgegangen werden.

- Zunächst sollten zeitnah alle neu in Betrieb gehenden EE-Anlagen zur Direktvermarktung entsprechend der gleitenden Marktprämie gemäß §33g EEG verpflichtet werden.
- In einem zweiten Schritt wäre dies abzulösen durch eine Verpflichtung zu „wettbewerblicher Direktvermarktung“, also einer vor Inbetriebnahme im Wettbewerb durch Auktion fixierten Förderhöhe. Die Förderung sollte pro kWh erzeugter Arbeit ausbezahlt werden, begrenzt auf eine definierte Gesamtarbeitsmenge. Die Gesamtförder-summe wäre somit äquivalent zu einem Investitionszuschuss pro kW Erzeugungsleistung, würde allerdings nur voll ausbezahlt, wenn die geförderten Anlagen auch entsprechend Strom produzieren. Auf diese Weise werden die Vorteile einer arbeits- und leistungs-basierten EE-Förderung kombiniert.

Daneben sprechen sich die 8KU für die Behebung weiterer Unvollkommenheiten aus, die bei jedem Fördermodell – ggf. in unterschiedlichem Ausmaß – zu berücksichtigen sind. Bspw. sollte keine Vergütung im Falle einer netzbedingten Abregelung von EE-Anlagen („Phantomstrom“) erfolgen. Zudem sollte eine Vergütung nur für Stunden bezahlt werden, in denen der Börsenpreis für Strom positiv ist.

Die Reformvorschläge beziehen zur Wahrung des Vertrauensschutzes nur auf neu in Betrieb gehende Anlagen. Für Bestandsanlagen ist allerdings die Einführung einer „No-Return“-Regelung nach dem Wechsel in die optionale Direktvermarktung zu erwägen.

Versorgungssicherheit, Flexibilität, Kapazität

Die 8KU sind skeptisch gegenüber der langfristigen Tragfähigkeit eines Energy-Only-Marktes (EOM) in der aktuell existierenden Form. Der Zweifel begründet sich durch das erhebliche Risiko von Investitionen, da Deckungsbeiträge konventioneller Kraftwerke und vergleichbarer Technologien der Residuallastdeckung zukünftig in immer weniger Stunden mit entsprechend hohen Preisen erwirtschaftet werden müssten.

Die 8KU befürworten daher grundsätzlich die Implementierung eines bundesweiten, binnenmarktkonformen Kapazitätsmechanismus im Hinblick auf eine Sicherung des aktuell hohen Niveaus an Versorgungssicherheit in Deutschland, insofern der EOM allein keine ausreichenden Anreize für Investitionen in Erzeugungsanlagen setzt. Als Übergangsregelung kann eine strategische Reserve kontrahiert werden, wobei diese mit Marktmechanismen zu beschaffen wäre.

Für eine mittel- und langfristige Perspektive präferieren die 8KU insoweit ein Kapazitätsmodell, bei dem:

- sowohl Bestandsanlagen als auch Neuanlagen einen finanziellen Anreiz erhalten (möglichst umfassendes Modell);
- ungerechtfertigte Ungleichbehandlungen verschiedener Anbieter von gesicherter Leistung (z.B. verschiedene konventionelle oder erneuerbare Stromerzeugungstechnologien, Stromspeicher oder DSM-Maßnahmen) vermieden werden;
- die Beschaffung von Kapazität so wettbewerblich wie möglich erfolgt, idealerweise im Rahmen einer dezentralen Leistungsverpflichtung für Vertriebe. In jedem Fall ist eine größtmögliche Vielfalt von Vertragskonstrukten zur Vorhaltung der erforderlichen Leistung im Sinne eines Innovationswettbewerbs zu sichern. Dies unterliegt der Zielsetzung, im Sinne einer jederzeitigen System- und Versorgungssicherheit hinreichende Anreize zum Erhalt und Aufbau von Erzeugungsanlagen und vergleichbarer Technologien wie auch der Nutzung von Nachfrageflexibilität sicherzustellen.

Aus Sicht der 8KU sind die aktuell erkennbaren regionalen Erzeugungsempässe nur temporärer Natur – langfristig sollte der Politikschwerpunkt weiter auf dem Ausbau der Übertragungsnetze wie auch der Regionalnetze zur Lösung dieses Problems liegen. Kurzfristig kann eine lokale Reserve („Winterreserve“), wie sie im EnWG aktuell angelegt ist, zur Überbrückung lokaler Erzeugungsempässe dienen. Diese Reserve könnte in einer für den Übergang vorgeschlagenen strategischen Reserve aufgehen; ihre aktuelle Form muss in jedem Fall wettbewerblich fortentwickelt werden.

Hierfür eignet sich eine Leistungsverpflichtung für Versorger und somit ein dezentrales und wettbewerbliches Modell am besten. Erst wenn aus den eher kurzfristigen Beschaffungsvorgängen (1 bis 3 Jahre im Voraus) Technologien mit hohem und sehr langfristigem Kapitaleinsatz nicht abgesichert werden können, sind ergänzend und subsidiär langfristige zentralere Elemente einzuführen.

Um Neuinvestitionen anzureizen, wären in diesem Fall zu einem späteren Zeitpunkt (nach Einführung des umfassenden Kapazitätsmarktes) ggf. langfristige Beschaffungssignale in den Markt zu geben. So würden im Bedarfsfall in Auktionen Erzeugungskapazitäten mit einem Vorlauf von mehreren Jahren und einer Laufzeit von zehn oder auch 20 Jahren

beschafft. Auf diese Weise würden solche langfristigen Preissignale generiert, welche im heutigen Energy-Only-Markt fehlen und welche im Rahmen eines dezentralen eher kurzfristigen Leistungsverpflichtungssystems kaum zu erzeugen sind.

Netzentgeltstrukturen

Die aktuellen, arbeitsbasierten Netzentgeltstrukturen signalisieren dem Markt eine hohe Vorteilhaftigkeit zeitweiser Eigenerzeugung. Hierdurch lassen sich aus der Perspektive der Eigenerzeuger Netzbezug und damit die Umlage von Netzkosten vermeiden. Somit wird diesen Erzeugungstechnologien und insbesondere der PV zu einer scheinbaren Grid-Parity verholfen. Tatsächlich wird jedoch die Hintergrundabsicherung durch das Netz stets genutzt, aber nur stellenweise bezahlt. Bei besonders hoher PV-Penetration kann sogar Netzausbau zum Anschluss dieser Anlagen nötig sein. Mit dieser unechten Grid-Parity rechnet sich bestimmter dezentraler EE-Ausbau auch unabhängig von einem weiteren Fördermechanismus. Dadurch drohen viele der o.g. Maßnahmen zu einer effizienten Steuerung des EE-Ausbaus teilweise ins Leere zu laufen. Eine flächendeckende Entsolidarisierung wäre die Folge.

Der naheliegende und sachgerechte Lösungsansatz besteht daher in einer Umstellung des Netztarifsystems hin zu einer stärkeren Gewichtung der Leistungspreiskomponente gegenüber der Arbeitspreiskomponente. Diese Umstellung sollte auch die Einhebung der Konzessionsabgabe umfassen (und auf die EEG-Umlage ausgedehnt werden). Damit würden dezentrale PV-Erzeuger einen gerechten Beitrag zu den von ihnen zu verantwortenden Netzkosten leisten.

Ferner ist eine Verbesserung der Refinanzierungsbedingungen von Investitionen und Innovationen auch in Regional- und Verteilnetze einschließlich der Lösung des Zeitverzugsproblems sicherzustellen.

In diesem Zusammenhang ist missbräuchliche Nutzung von Eigenverbrauchsprivilegien einzudämmen.

1. EEG-Reform

Die 8KU sprechen sich für die Entwicklung einer Pflicht zur „wettbewerblichen Direktvermarktung“ für Erneuerbare Energien Anlagen aus. Um die ambitionierten EE-Ausbauziele einzuhalten, bedarf es aber in den nächsten Jahren und mindestens bis 2020 einer Flankierung der EE-Markterlöse durch eine umlagefinanzierte Förderung.

Dass die Umsetzung der Energiewende strukturell tiefgreifende Anpassungen und erhebliche Investitionen erfordert, sollte klar sein. Der politische Impuls der Kostenbegrenzung dient – wo er offen und transparent formuliert wird – der Akzeptanz. Ein Kostenbegrenzungsimpuls geht fehl, wenn er – wie im Fall der „Strompreisbremse“ – hektisch den Bestandsschutz und damit zugleich Investitionssicherheit nicht nur für Erneuerbare untergräbt.

a. Handlungsdruck

Der Ausbau von Kapazitäten zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien (EE) ist ein Kernelement der europäischen und deutschen Energiepolitik. Die 8KU unterstützen die EE-Ausbauziele der Bundesregierung und möchten einen konstruktiven Beitrag leisten, diese auf möglichst effiziente Weise zu erreichen.

Die gegenwärtigen Regelungen (nicht nur) im EEG bewirken allerdings einen einseitig auf Privat- und Gewerbekunden verteilten und sprunghaften Kostenanstieg, regional ungesteuertes und systemisch nicht eingebundenes Aufwachsen Erneuerbarer Energien. Zudem bieten sie systematisch Anreize zu energiewirtschaftlich nicht sinnvollen Investitionsentscheidungen (z.B. Verkleinerung der Kostenträgerbasis durch Eigennutzung), ohne den tatsächlichen Übergang von einem primär auf konventioneller Erzeugung basierenden zu einem primär auf erneuerbarer Erzeugung basierenden Stromsystem klar zu definieren.

Ursachen für die steigenden Produktionskosten und die zunehmende Belastung für Verbraucher sind u.a.

- die ungesteuerte und massive Förderung teurer EE-Erzeugungstechnologien wie z.B. Photovoltaik (PV) und
- die fehlende Markt- und Systemintegration der Erneuerbaren.

Im Rahmen des Systems einer garantierten Einspeisevergütung bestehen für Investoren bzw. Betreiber von EE-Anlagen keinerlei Anreize zu effizienten Investitions- und Einsatzentscheidungen. Während ein solches risikoabfederndes System für eine begrenzte Markt-Einführungsphase effektiv und geeignet gewesen ist, zeigen sich heute vor allem die Probleme, welche mit einem derartigen am Markt vorbei wirkenden Parallelsystem geschaffen werden.

b. Handlungsoptionen

Derzeit befindet sich eine Reihe von Handlungsoptionen in der Diskussion. Eine zentrale Frage ist dabei, ob und auf welche Weise Betreiber von EE-Anlagen ihre Stromproduktion zunehmend in Eigenverantwortung vermarkten und steuern sollten. Dabei kann unterschieden werden zwischen „flankierter Direktvermarktung“ und „wettbewerblicher Direktvermarktung“.

- **Flankierte Direktvermarktung** - Ein erster Schritt zu zunehmender Marktintegration wurde bereits durch die Anreize zur Direktvermarktung im EEG (z.B. mit § 33g EEG) gegangen. In diesem Rahmen sind EE-Betreiber für die Vermarktung und Bilanzierung ihrer Stromproduktion verantwortlich. Die Förderung besteht dabei im Wesentlichen darin, dass direktvermarktenden EE-Betreibern zusätzlich zu den im Markt erzielten Erlösen eine gleitende Prämie gezahlt wird. Die Höhe der gleitenden Prämie wird dabei im Nachhinein für jeden Monat so festgelegt, dass die Summe aus (einer Schätzung der) erzielten Markt-Erlöse und gleitender Prämie immer dem administrativ bestimmten Einspeisetarif nach EEG gleicht, auf den die jeweilige Anlage Anspruch nach EEG hat. Zusätzlich wird für jede erzeugte kWh Strom eine Marktmanagementprämie gezahlt, welche die Kosten für die Handelsanbindung, ggf. anfallende Ausgleichsenergiezahlungen usw. decken soll. Zudem haben EEG-Anlagen derzeit das Recht, kalendermonatlich zwischen dem Einspeisevergütungssystem und einer Direktvermarktung zu wechseln. Der Wechsel in diese Form der Direktvermarktung ist insbesondere interessant, wenn die tatsächlichen Zusatzkosten der Direktvermarktung niedriger liegen als die Managementprämie.
- **Wettbewerbliche Direktvermarktung** - Im Gegensatz zur „flankierten Direktvermarktung“ werden bei einer „wettbewerblichen Direktvermarktung“ die Risiken aus der Direktvermarktung zu Marktpreisen nicht mehr systematisch und ex-post eliminiert, wie es bei der gleitenden Marktprämie heute der Fall ist. Vielmehr erhält der EE-Investor die allgemeinen Strompreissignale aus dem Markt. Eine zusätzliche Förderung kann auf unterschiedlichen Wegen gewährt werden:
 - **Quotenmodell** – dabei werden Stromversorger verpflichtet, einen bestimmten Anteil (z.B. 25%) ihres an Endkunden gelieferten Stroms in Form von EE-Strom zu liefern. Die Verpflichtung kann dabei durch Eigenproduktion von EE-Strom oder durch von EE-Erzeugern zugekaufte Grünstrom-Zertifikate erfüllt werden. Damit erhalten EE-Erzeuger zusätzlich zu den Markterlösen aus der Direktvermarktung Einnahmen durch den Verkauf von Grünstromzertifikaten. Die Zertifikatspreise schwanken dabei im Zeitverlauf in Abhängigkeit vom jeweiligen Angebot an Zertifikaten und der teils politisch (durch die prozentuale Quote) und teils durch die Kunden (über ihre Verbrauchsmengen) determinierten Nachfrage.
 - **Fixe Prämie (Preissteuerung)** – dabei wird die Förderhöhe administrativ für die gesamte Förderdauer einer EE-Anlage festgelegt. Ex-post-Anpassungen für einmal in Betrieb genommene Anlagen wie bei der glei-

tenden Prämie erfolgen nicht. Ein EE-Betreiber erhält demnach eine in der spezifischen Höhe ex-ante fixierte Prämie als Förderung und erzielt zusätzlich Erlöse am Markt. Die Förderung kann dabei grundsätzlich arbeitsbasiert (in €/kWh oder €/kWh/a) oder leistungsbasiert (in €/kW oder €/kW/a) erfolgen. Die Prämie kann auf unterschiedlichem Weg bestimmt werden:

- **Vollkostenbasiert** – als Differenz zwischen den erwarteten Vollkosten von EE-Anlagen und dem prognostizierten Stromgroßhandelspreis; der Staat muss unverändert die Stromgestehungskosten von EE-Anlagen schätzen und – neu – eine Strompreisprognose einholen, um das notwendige Förderdelta, die Fixprämie, ausrufen zu können.
- **Auf Basis anderer Wertabschätzung** – hierbei wird analysiert und politisch festgelegt, um welchen Betrag EE-Strom mehr wert ist als „Graustrom“.
- **Auktion (Mengensteuerung)** – dabei wird die Förderhöhe für die gesamte Förderdauer einer EE-Anlage in einer Auktion bestimmt. In diesem Modell wird – im Unterschied zum preisgesteuerten Modell – die angestrebte Erzeugungsmenge vom Staat festgelegt. Anders als bei der fixen Prämie erfolgt die Schätzung der Stromgestehungskosten nicht mehr administrativ, sondern wettbewerblich. Die Erlösseite ist wie bei den vorgenannten Optionen von allgemeinen Marktpreisen abhängig. Dazu wird administrativ eine Gesamtmenge bestimmt, für welche eine Förderung ausbezahlt wird. Die Förderung kann grundsätzlich arbeitsbasiert (in €/kWh oder €/kWh/a) oder leistungsbasiert (in €/kW oder €/kW/a) erfolgen. In einem funktionierenden Wettbewerb werden potenzielle Investoren dabei diejenige Förderung in der Auktion bieten, mit welcher sie gemeinsam mit den erwarteten Markterlösen gerade einen positiven Barwert realisieren können. Es werden diejenigen Bieter zugeschlagen, welche die geringste Förderung verlangen.

c. Handlungsempfehlung

Im Folgenden wird diskutiert, inwieweit bereits eine Zunahme bzw. Verpflichtung der bisherigen Direktvermarktung mit gleitender Prämie erfolgversprechend ist. Es zeigt sich, dass erst eine „wettbewerbliche Direktvermarktung“ alle potenziellen Vorteile von Vermarktungsverantwortung für EE-Anlagen realisieren kann. Demzufolge wird im Anschluss diskutiert, wie ein energiewirtschaftlich sinnvolles Förderregime im Rahmen einer wettbewerblichen Direktvermarktung aussehen sollte.

Jedoch erbringt bereits eine Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie prinzipielle Verbesserungen gegenüber einer garantierten Einspeisevergütung bei Vermarktung durch die ÜNB:

- **Bedarfsgerechte Einspeisung** – Indem EE-Direktvermarkter kurzfristigen (z.B. vor- oder inertägliche) Preissignalen ausgesetzt sind, werden sie grundsätzlich dann produzieren, wenn die Stromnachfrage hoch ist und das Angebot

knapp ist, und nicht produzieren, wenn nur unzureichende Nachfrage nach Strom besteht bzw. ausreichend Angebot zur Verfügung steht (hierfür wäre zusätzlich ggf. klarzustellen, dass Förderungen nicht für Erzeugung in Stunden mit negativen Strompreisen gewährt wird).

- **Prognosegüte und prognosekonforme Einspeisung** - Durch die Pflicht zu einer jederzeit ausgeglichen Strombilanz erhalten EE-Anlagenbetreiber Anreize zur prognosekonformen Einspeisung, was insbesondere Effizienzen bei regelfähigen EE-Anlagen hebt.

Zudem haben EE-Direktvermarkter einen inhärenten Anreiz zur Erstellung bestmöglicher (lokaler) Erzeugungsprognosen. Diese Anreize haben Übertragungsnetzbetreiber im derzeitigen System allenfalls durch explizite regulatorische Eingriffe wie eine limitierte Berücksichtigung von Ausgleichsenergiekosten im Rahmen der Netzentgeltbestimmung.

Es ist zudem davon auszugehen, dass potenzielle Größennachteile von zukünftigen EE-Direktvermarktern gegenüber den heutigen ÜNB-EE-Portfolios durch die marktliche Aggregation von EE-Portfolios bei Intermediären wie z.B. bestehenden Vertrieben oder neuen Marktakteuren kompensiert werden. Zudem nehmen derartige statistische Durchmischungseffekte mit zunehmender Größe des Portfolios ab.

Die Vorteile der Direktvermarktung wirken im Rahmen der heutigen optionalen Direktvermarktung jedoch nur begrenzt. Neben den Nachteilen der kalendermonatlichen Opt-in- bzw. Opt-out-Möglichkeit ist dies auf die gleitende Marktprämie zurückzuführen. Denn durch die Indexierung der Förderhöhe an monatliche Durchschnittspreise an der Strombörse werden wesentliche mögliche Vorteile einer Direktvermarktung aufgehoben. Eine „wettbewerbliche Direktvermarktung“, bei welcher die Förderhöhe nicht systematisch ex-post an das Strompreisniveau angepasst wird, kann daher mit zusätzlichen Vorteilen einhergehen:

- **Effizientere Investitionsentscheidungen** - Wettbewerb bei der Erneuerbaren-Förderung bedeutet erstens, dass die Vollkosten von EE-Technologien nicht mehr staatlich geschätzt, sondern von den Marktakteuren offenbart werden. Zweitens bedeutet Wettbewerb, dass Akteure auf die Preissignale des allgemeinen Strommarktes reagieren. Wer auch im Erneuerbaren-Bereich effiziente Investitionsentscheidungen anstrebt, sollte diesen beiden Zielen Rechnung tragen. Die Folge ist, wie im Wettbewerb üblich, die Übernahme von Marktpreisrisiken durch die Investoren.
- **Mehr steuerbare Anlagen** – Durch die Pflicht zu Ausgleichszahlungen bei Abweichungen zwischen Fahrplan und tatsächlicher Einspeisung werden steuerbare EE-Anlagen attraktiver. Wird dieser Vorteil nicht – wie durch die derzeitige Differenzierung der Marktmanagementprämie – durch eine höhere Zahlung für nicht steuerbare Anlagen kompensiert, kommt es zu einer Verschiebung von Investitionen hinzu steuerbareren Anlagen. Dies führt zu einer sichereren Stromversorgung.

- **Anreize zur langfristigen Absicherung** - Im Modell der gleitenden Marktprämie („flankierte Direktvermarktung“) ist die Höhe der Prämie an die Preise des vortägigen Börsenhandels (Day-Ahead-Auktion) indexiert. Daher ermöglicht die Vermarktung des EE-Stroms am Spotmarkt eine sichere und auskömmliche Rendite für EE-Vermarkter.

Durch eine fixierte bzw. nicht an das Strompreisniveau indexierte Förderung wird ein EE-Vermarkter tatsächlichen Marktpreisrisiken ausgesetzt. Entsprechend entstehen Anreize zur langfristigen Vermarktung und Preisabsicherung. Es kann somit zu neuen Produkten und Vertragsstrukturen kommen, wie sie z.T. im konventionellen Strommarkt Anwendung finden. Insbesondere erhielten auch EE-Erzeuger kommerzielle Anreize, Reserveverträge mit regel-fähigen Kraftwerken abzuschließen. EE-Investoren würden damit (erstmalig) eine Verantwortung übernehmen für die eigene Ausfallabsicherung – so wie konventionelle Erzeuger diese Verantwortung schon heute tragen. Als Folge ist auch mit einer steigenden Liquidität im Terminmarkt zu rechnen, was mit weiteren positiven Effekten für die Versorgungssicherheit einhergeht.

d. Flankierende Elemente

Aus Sicht von 8KU sollte ein zukünftiges EE-Förderregime alle Vorteile einer „wettbewerblichen Direktvermarktung“ realisieren können. Ein System mit gleitender Prämie kommt daher für Bestandsanlagen, für welche Vertrauensschutz zu gewähren ist und für die daher eine fundamentale Reform nicht greifen kann wie auch als Einstieg in eine „wettbewerbliche Direktvermarktung“ in Frage.

- **Quotenmodell nicht sinnvoll, Nachteile überwiegen** - Ein Quotenmodell ist zwar prinzipiell geeignet, die positiven Effekte eines funktionsfähigen Direktvermarktungssystems zu erreichen. Insbesondere wird durch ein Quotenmodell erreicht, dass EE-Projekte nicht nur innerhalb eines Investitionsjahres, sondern auch dynamisch über zukünftige Jahre (sowohl im Strommarkt als auch im Wettbewerb um die Förderung) untereinander konkurrieren. Damit setzen sich jederzeit die günstigsten Anlagen durch, was allerdings nicht bedeutet, dass die Kosten für Verbraucher gering sind.

Da in Quotenregimen ohne staatlich vorgegebene Technologie- und/oder Regionaldifferenzierung eher einseitige technologische und regionale Tendenzen entstehen, kann dieses Modell bei hoher EE-Penetration zu wachsenden Systemkosten führen. Ferner müssen EE-Investoren in einem Quotenmodell sehr stabile Rahmenbedingungen und sehr langfristige EE-Mengenziele garantiert werden, auf welche sie ihre Investitionsplanungen basieren können, da – anders als in den alternativen Förderregimen – die zukünftige Förderhöhe einer Anlage auch von den politischen Entscheidungen der Zukunft abhängt. Angesichts der anstehenden Diskussionen auf EU-Ebene über die Zukunft der EE-Förderung in Europa wird es schwierig sein, Investoren heute über Anlagenbetriebszeiträume von ca. 20 Jahren verlässliche Rahmenbedingungen glaubhaft zu machen. Dies führt mit hoher Wahrscheinlichkeit zu höheren Finanzierungskosten.

Zudem würde der Wechsel von der derzeitigen festen Einspeisevergütung zu einem Quotenmodell einen grundsätzlichen Strukturbruch bei der EE-Förderung in Deutschland bedeuten und insbesondere zu einem Nebeneinander zweier inkompatibler Förderregime für einen langen Zeitraum bei entsprechenden administrativen Kosten führen. Nicht zuletzt vor diesem Hintergrund erscheint die Einführung eines Quotenmodells im derzeitigen politischen und marktlichen Kontext weder praktikabel noch sinnvoll.

- **Administrative Prämie oder Auktion?** - Neben einem Quotenmodell kann die Förderhöhe im Rahmen einer „wettbewerblichen Direktvermarktung“ durch eine administrative Prämie (Preissteuerung) oder eine Auktion (Mengensteuerung) bestimmt werden. Beide Varianten bieten verschiedene Vor- und Nachteile.

Ein praktischer Vorteil einer administrativen Förderprämie besteht darin, dass das Vorgehen dem derzeitigen Vorgehen (mit Einspeisevergütung) ähnelt, so dass die Umstellung für Politik wie Investoren geringer ist als bei einer Auktion. Allerdings müssten die im Erwartungswert zu erzielenden Strommarkterlöse eines EE-Betreibers administrativ geschätzt werden. Weicht diese Schätzung erheblich von den Prognosen der Investoren ab, kann es zu substantziellen Überförderungen bzw. sehr geringen EE-Investitionen kommen. Da die Vollkosten weiterhin, zumindest implizit, von einer Behörde festgelegt werden, erfüllt die administrative Prämie nicht vollständig beide Ziele der „wettbewerblichen Direktvermarktung“.

Diese Herausforderung von administrativen Marktpreisprognosen besteht bei Auktionen definitionsgemäß nicht. In Auktionen schreibt ein Auktionator eine Erzeugungsmenge (oder Kapazität) aus, Strompreisprognosen sind daher nur von potenziellen Investoren im Rahmen des Bietprozesses erforderlich (nicht aber von einer Behörde). Investoren nehmen derartige Prognosen im Rahmen ihrer Wirtschaftlichkeitsrechnungen ohnehin vor.

Auktionsmodelle weisen jedoch ebenfalls einige Herausforderungen auf:

- o Abkehr von der Logik von Mindestzielen - Ein Auktionsmodell stellt zunächst einen Paradigmenwechsel weg von einer Förderung über eine politische Definition der Förderhöhe hin zu einer politischen Definition geförderter EE-Mengen (in Bezug auf Arbeit und/oder Leistung) dar. Eine Mengendefinition ersetzt also die Preisdefinition. Dies erleichtert die Steuerung der Fördermengen, wäre aber nicht im Einklang mit der derzeitigen politischen Logik von EE-Mindestmengen (vielmehr müsste die Politik die Mengen und ggf. auch Technologien und/oder Regionen genau definieren).
- o Die Erfüllung der Erzeugungsmengen muss durch weitere Maßnahmen sichergestellt werden. Ohne weitere Maßnahmen stellt der Erfolg in einer Auktion für den EE-Investor nur eine Erzeugungsoption und keine Verpflichtung dar. Erfüllungsanreize sind z.B. durch Pönalen für Investoren zu schaffen, wenn sie die Anlagen nicht errichten. Die Kosten entsprechen

der Pönalen werden Investoren in ihre Auktionsgebote einkalkulieren. Auch mit diesem Mechanismus ist noch nicht garantiert, dass alle kontrahierten Anlagen tatsächlich errichtet werden.

Aus Sicht der 8KU überwiegen aber langfristig die Vorteile der Auktion. Sie stellt den Abschluss eines auf organischem Wege erzielten Übergangs aus dem derzeitigen Förderregime zu unmittelbarem Marktkontakt dar und eignet sich zudem für die Feinsteuerung bei bereits hohen Ausbaupotenzen.

- **Vergütung von Arbeit oder Leistung?** - Ferner ist zu klären, ob die Vergütung arbeits- oder leistungsorientiert gewährt werden soll.

Durch einen Zuschuss pro kW installierte Leistung können grundsätzlich die Vorteile einer effektiven Direktvermarktung realisiert werden. Insbesondere bewirkt der Wegfall einer arbeitsorientierten Förderung pro kWh, dass EE-Anlagen nur dann ins Netz einspeisen, wenn der Großhandelsstrompreis die variablen Stromerzeugungskosten der jeweiligen Anlage übersteigt. Das unterscheidet ein System mit Investitionszuschuss von arbeitsorientierten Vergütungssystemen wie einem Quotenmodell oder einem Bonussystem, wo EE-Anlagen auch bei um die Höhe der Förderprämie reduzierten Strompreisen einspeisen (allerdings könnte bei diesen Regimes die Förderung für Stunden negativer Strompreise ausgesetzt werden). Investitionszuschuss-Modelle versprechen daher insbesondere für Technologien mit höheren variablen Kosten Effizienzvorteile (z.B. Biomasse oder Biogas).

Es bestehen jedoch auch zahlreiche Herausforderungen im Zusammenhang mit einem Investitionszuschuss. Beispielsweise müsste dafür Sorge getragen werden, dass mit einem Zuschuss geförderte Anlagen ausreichend zuverlässig und lange verfügbar sind. Ansonsten besteht das Risiko, dass minderwertige Anlagen errichtet werden, deren Kapitalkosten unter der Leistungsprämie liegen. Investoren würden dann eine Rendite allein durch die Errichtung von Anlagen erzielen, unabhängig davon, ob diese Anlagen einen sinnvollen Erzeugungsbeitrag leisten.

Ein Lösungsansatz könnte daher in einem Hybridmodell bestehen. Beispielsweise könnte prinzipiell eine Leistungsvergütung gewährt werden, die aber je Anlage synchron zu erzeugter Arbeit (€ pro kWh) ausgezahlt wird, bis die gesamte Förderprämie der Anlage ausgeschüttet wurde. Dadurch kann gewährleistet werden, dass nur Anlagen, die eine bestimmte Mindestleistung über die Jahre erreichen, in den Genuss der vollen Förderung kommen.

Die 8KU erkennen Vor- und Nachteile sowohl bei arbeits- als auch bei leistungsorientierter EE-Förderung. Der Kompromissweg eines zukünftigen EE-Förderregimes könnte daher in einer Hybridlösung bestehen, bei welcher die Förderung pro kWh erzeugter Arbeit nur solange ausbezahlt wird, bis eine ex ante festgelegte Gesamtfördersumme erreicht wird, welche einem Investitionszuschuss pro kW entspricht.

Die 8KU identifizieren verschiedene sinnvolle Fördersysteme, welche die zentralen Vorteile einer „wettbewerblichen Direktvermarktung“ für zukünftige Neuanlagen ermöglichen.

Im Ergebnis sprechen sich die 8KU in einem ersten Schritt für eine verpflichtende flankierte Direktvermarktung aus gefolgt final durch ein Auktionsmodell, in dem die Förderhöhe mit wettbewerblichen Mechanismen ermittelt wird. Dabei favorisieren die 8KU eine Hybridlösung aus arbeits- und leistungsbasierter Förderung. Dabei würde die Förderung pro kWh erzeugter Arbeit nur solange ausbezahlt, bis eine ex-ante festgelegte Gesamtfördersumme erreicht wird, welche einem Investitionszuschuss pro kW entspricht.

e. Randbedingungen

In jedem EE-Förderregime sind – teilweise in unterschiedlichem Ausmaß – weitere zentrale Aspekte zu berücksichtigen. Dazu zählen die Fragen der Vergütung von nicht benötigtem EE-Strom, des Grades der Technologiedifferenzierung der EE-Förderung und der Berücksichtigung regionaler Aspekte.

- **Keine Vergütung von „Phantomstrom“ für Neuanlagen** - Derzeit treten verstärkt Situationen auf, in welchen die Erzeugung aus EE-Anlagen netzbedingt abgeregelt werden muss (§11 EEG). Die betroffenen Anlagenbetreiber erhalten den induzierten Einnahmeausfall gemäß §12 EEG vergütet. Für Bestandsanlagen muss es aus Gründen des Vertrauensschutzes bei dem Kompensationsanspruch bleiben. Ohnehin könnte die Änderung des Anspruches keine gesamtwirtschaftlichen Effizienzvorteile generieren, da die Standortentscheidung bei Bestandsanlagen bereits irreversibel getroffen ist.

Für zukünftig in Betrieb gehende Anlagen sollte der Kompensationsanspruch für „Phantomstrom“ aus Sicht der 8KU jedoch – unabhängig von der Wahl des zukünftigen EE-Förderregimes – entfallen. Erst dann erhalten Investoren von EE-Anlagen einen Anreiz, die zukünftig erwartete Netztopographie bei ihrer Standortentscheidung zu berücksichtigen. Dadurch käme es zu einer Reduktion der Systemkosten.

- **Keine Vergütung bei negativen Börsenpreisen für Neuanlagen** - Auch im Rahmen eines Systems einer „echten Direktvermarktung“ kann es zu Einspeisungen von direktvermarkteten EE-Betreibern kommen, obwohl der Wert des erzeugten Stroms geringer ist als die durch die Produktion verursachten Kosten. Dies ist energiewirtschaftlich nicht sinnvoll, weshalb dem entgegenzuwirken ist.

Bei einer rein leistungsbasierten Förderung oder einer funktionsfähigen Hybridlösung tritt dieses Problem nicht auf. Bei einer rein arbeitsbasierten Förderung (wie z.B. im Quotenmodell oder bei der derzeitigen gleitenden Prämie) werden EE-Anlagen weiterhin Strom produzieren, solange der Strompreis die variablen Kosten abzüglich der Förderprämie übersteigt. Um Einspeisungen bei negativen Strompreisen entgegenzuwirken, sollte die Vergütung aus Sicht der 8KU aussetzen, sobald der Großhandelsstrompreis negativ wird.

Damit könnten insbesondere für Anlagen mit variablen Kosten nahe Null (v.a. Wind und Photovoltaik) Effizienzpotenziale gehoben werden. Aufgrund des zu gewährenden Vertrauensschutzes für bereits in Betrieb gegangene Anlagen ist diese Regelung nur auf neu in Betrieb gehende Anlagen anzuwenden.

- **Technologiedifferenzierung der Förderung kann beibehalten werden** - Die derzeitige Differenzierung der Förderhöhe nach unterschiedlichen EE-Technologien kann aus Sicht der 8KU im Grundsatz auch im zukünftigen EE-Förderregime beibehalten werden. Zwar liegen die Effizienzvorteile einer verstärkten Vereinheitlichung der Förderhöhe auf der Hand. Ihre politische Durchsetzbarkeit erscheint bei den gegebenen Interessensströmen allerdings zweifelhaft. Zudem ist die Relevanz aus Sicht der 8KU begrenzt, da:
 - am Erreichen des PV-Deckels von 52GW Gesamtkapazität in den nächsten Jahren aus Sicht der 8KU kaum Zweifel besteht. Zudem sorgt der „atmende Deckel“ bereits für eine automatische Vergütungsdegression;
 - Offshore-Wind als politisch gesetzt eingeschätzt wird. Da die Kosten dieser Technologie absehbar deutlich über den Kosten von Onshore Wind liegen dürften, würde dann mindestens eine Technologiespreizung zwischen Onshore und Offshore Wind erforderlich;
 - Investitionen in Biomasse und -gas sowie weitere Technologien (u.a. aufgrund begrenzter Potentiale) keine entscheidende Rolle spielen.
 - Die Reformbemühungen sollten sich aus Sicht der 8KU demzufolge auf eine effektive und effiziente Gestaltung der Förderung von Wind Onshore, welches auch im Rahmen einer technologieneutralen Förderung derzeit die Schlüsseltechnologie wäre, fokussieren. Zusätzlich gilt es, die Thematik der Eigenverbrauchs-Privilegierung zu adressieren.
- **Regionale Aspekte bei EE-Förderung berücksichtigen** - Im Rahmen der Förderung von Wind Onshore sollte aus Sicht der 8KU der regionale Aspekt berücksichtigt werden: Auf diese Weise könnten Windpark-Investitionen auch in Regionen mit weniger idealen Windbedingungen (z.B. in Mittel- und Süddeutschland) angereizt werden. Dadurch kann:
 - die Akzeptanz der EE-Förderung in der Bevölkerung erhöht werden;
 - die Netzinfrastuktur entlastet werden; und
 - die Systemintegration wegen der überregional geringeren Wind-Korrelation verbessert werden.

Möglichkeiten zur Berücksichtigung regionaler Aspekte bestehen grundsätzlich in allen EE-Förderregimes. Beispielsweise könnten im Rahmen eines Auktionsmodells Kernanteile je Region definiert oder separate Auktionen je

Region abgehalten werden. Im Rahmen eines Bonusmodells könnte das derzeitige Referenzertragsmodell weiterentwickelt werden.

- **Bürokratie bremsen** - In der Vergangenheit wurde, insbesondere im Bereich der Biomasse-Förderung, eine übermäßige Vielzahl von Förderkategorien und Bonuszahlungen, teils in Kombination, eingeführt. Dies hat einen eklatanten Aufwuchs von teurer Bürokratie bewirkt, ohne dass demgegenüber ein adäquater Zuwachs an EE-Volumen entstanden ist. Eine Vereinfachung der Förderkategorien ist deshalb anzuraten.

f. Zeitplan

Die 8KU sehen die Notwendigkeit, EE-Anlagen möglichst schnell durch eine zunehmende Vermarktungsverantwortung in den Strommarkt zu integrieren. Bei der praktischen Umsetzung ist zwischen neu in Betrieb gehenden Anlagen und Bestandsanlagen zu differenzieren.

- **Zeitnahe Pflicht zur Direktvermarktung für Neuanlagen** - Betreiber aller zukünftig in Betrieb gehenden EE-Anlagen – ggf. mit einer de-minimis-Regel für kleine und kleinste Anlagen - sollten aus Sicht der 8KU dazu verpflichtet sein, Strom aus ihren Anlagen selbst zu vermarkten. In einem ersten Schritt sollte zeitnah eine Verpflichtung zur Direktvermarktung mit gleitender Prämie („flankierte Direktvermarktung“) umgesetzt werden. In mittlerer und langer Frist sollte jedoch eine Form der „wettbewerblichen Direktvermarktung“, also z.B. ein Auktionsmodell oder wenigstens ein System mit fixem Bonus, Anwendung finden. Nur so lassen sich alle Vorteile einer Direktvermarktung realisieren.
- **Weiterhin Option zur Direktvermarktung für Bestandsanlagen** - Bestandsanlagen haben auf Basis der gesetzlich garantierten Einspeisevergütung investiert. Sie können und sollten dementsprechend aus Gründen des Vertrauensschutzes nicht schlechter gestellt werden. Daher wird für Bestandsanlagen weiterhin die Möglichkeit bestehen müssen, eine Förderung in Höhe der garantierten Einspeisevergütung zu erhalten. Zusätzlich sollten diesen Anlagen – wie im derzeitigen EEG vorgesehen – die Option gewährt werden, in die Direktvermarktung mit gleitender Prämie zu wechseln.
- **No-way-back** – Jedoch empfiehlt sich – bei ausreichendem Vorlauf -, den Rückwechsel in die garantierte Einspeisevergütung zu versagen („no-way-back“).
- **Anpassung Managementprämie** – Die Managementprämie sollte in Anbetracht der tatsächlichen Kostenentwicklung angepasst werden. Diese lassen sich anhand der in entsprechenden Dienstleistungsverträgen am Markt gezahlten Preise für die Übertragung der EE-Vermarktung abschätzen. Die Verabschiedung der Managementprämienverordnung ist daher ein Schritt in die richtige Richtung.

2. Versorgungssicherheit, Kapazität, Flexibilität

Die 8KU-Unternehmen sind skeptisch gegenüber der langfristigen Tragfähigkeit eines Energy-Only-Marktes (EOM) und befürworten daher grundsätzlich die Implementierung eines bundesweiten und zugleich binnenmarktkonformen Kapazitätsmechanismus im Hinblick auf eine Sicherung des aktuell hohen Niveaus an Versorgungssicherheit in Deutschland.

a. Eignung des EOM zur Kapazitätssicherung

Unter den gegebenen politischen Rahmenbedingungen und aufgrund der Tatsache, dass der Energy-only-Markt (EOM) unter Bedingungen bestehender ausreichender Erzeugungskapazitäten eingeführt wurde, bestehen erhebliche Zweifel daran, dass der EOM allein in seiner real existierenden Form langfristig Kapazitätssicherheit gewährleisten kann. Daher ist zu prüfen, mit welchen Instrumenten der EOM ergänzt werden kann, um eine solche Kapazitätssicherheit robust zu gewährleisten.

Die systemweite Kapazitätssituation ist akut nicht kritisch. Sie kann sich aber schon innerhalb der nächsten Jahre signifikant verschlechtern, wenn eine erhebliche Anzahl von derzeit unrentablen Bestandsanlagen stillgelegt würde.

Spätestens aber in längerer Frist, etwa ab 2020, gehen die 8KU von einer kritischen Kapazitätssituation aus, da in einem reinen EOM zukünftig nicht mehr sicher von Investitionen in Neuanlagen auszugehen ist.

Grund hierfür ist die erhebliche Unsicherheit, mit welchen Investitionen in Kraftwerke (und vergleichbare Residualtechnologien) aufgrund der enormen Anteile intermittierender Erneuerbarer Energien in Zukunft (wie auch aufgrund prinzipieller Skepsis) verbunden sein werden. Die Funktion des EOM würde voraussetzen, dass im Markt in Engpasssituationen Preise oberhalb der Grenzkosten für Kraftwerke und auf dem Niveau der Kosten von Leistungsunterbrechungen bei Kunden zugelassen werden. Dies führt zu im Zeitverlauf (auch zwischen Jahren) volatilen Deckungsbeiträgen und Risiken politischer Eingriffe in das Geschehen des EOM. Das bedeutet: Selbst wenn der EOM in der Lage sein sollte, die zur Amortisation einer Investition notwendigen Erlöse im Erwartungswert durch Preisspitzen - im Falle von Windflauten, Schattenzeiten oder Starklast - zu generieren, wird das damit einhergehende Risiko (der zeitlichen Verteilung der Deckungsbeiträge über die Jahre und auf einzelne Anlagen) so erheblich sein, dass derartige Investitionen nicht getätigt würden.

In der Konsequenz bedarf es nach Ansicht der 8KU zusätzlich zu den unsicheren Einnahmen aus dem Energiemarkt längerfristig gesicherter Einnahmen für die reine Vorhaltung von Kraftwerkskapazität und ähnlichen Residualtechnologien (Kapazitätsmechanismus). Hierdurch entstünde zugleich ein Einstieg in einen auch durch Leistungspreise strukturierten Markt.

b. Kapazitätsmechanismen zur Gewährleistung systemweit ausreichender Kapazität

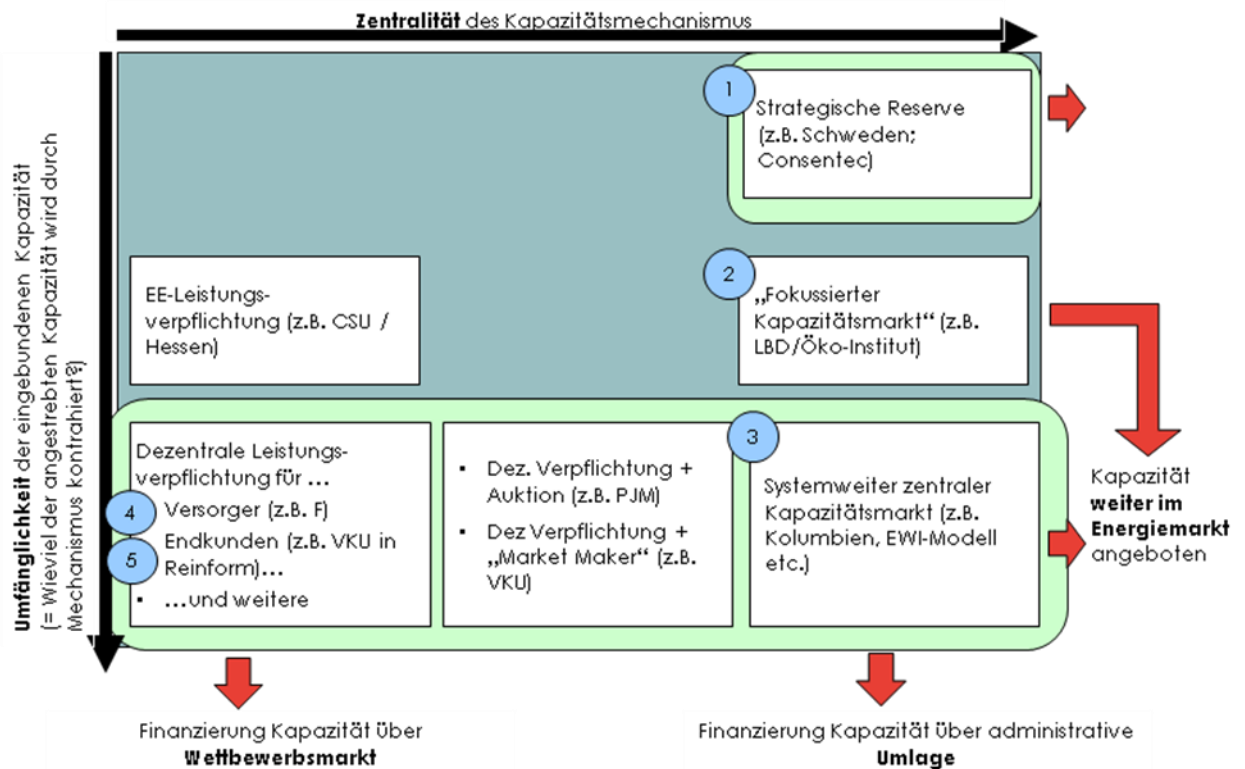
Handlungsoptionen

In der Diskussion befinden sich einige Handlungsoptionen, die u.a. unterschieden werden können im Hinblick auf:

- Umfänglichkeit des Regimes – werden alle oder nur ausgewählte Anlagen vergütet?
- Zentralität des Regimes – ist eine zentrale Instanz (z. B. Behörde oder ÜNB) oder sind dezentrale Akteure (z.B. Erzeuger oder Stromvertriebsunternehmen) mit einer Leistungspflicht belegt und tragen eine entsprechende Verantwortung?

Als ernst zu nehmen in der deutschen Debatte wurden insb. identifiziert:

- **Strategische Reserve** (z.B. Schweden/Finnland) – Hier werden nur einzelne Anlagen (praktisch Bestandsanlagen) für wenige Jahre unter Vertrag genommen. Die Anlagen nehmen dann nicht mehr am Energy-Only Markt teil. Sie werden vom ÜNB im Engpassfall abgerufen und werden zu einem vorab festgelegten hohen Preis (z.B. 3000 €/MWh) in den Energy Only Markt geboten. Dadurch würde der Reservemechanismus die Spotpreise zugleich auf diesem Niveau kappen.
- **Fokussierter Kapazitätsmarkt** (z.B. LBD/Öko-Institut) – Hier wird ein Kapazitätsbedarf zentral festgelegt. Die Vergütung von Kapazität wird auf Neuanlagen und Bestandsanlagen, denen eine wirtschaftlich bedingte Stilllegung droht, (Anlagen mit geringen Benutzungsstunden, z.B. unter 2000 h/a) konzentriert. Bestandsanlagen mit höherer Auslastung erhalten keine Vergütung.
- **Systemweiter zentraler Kapazitätsmarkt** (z.B. EWI) – Hier erhalten alle Kraftwerke eine Vergütung, sowohl Neu- als auch Bestandsanlagen. Die Vergütung der Anlagen erfolgt über eine zentrale Institution, welche sich wiederum über eine Umlage finanziert.
- **Dezentrale Leistungsverpflichtung** (z.B. VKU/Thüga) – Hier wird die Leistungsverpflichtung auf Einzelakteure übertragen. In Reinform wären Endverbraucher dazu verpflichtet, sich entsprechend ihrer gewünschten Maximallast im Moment der (zu definierenden) Spitzenlastzeit mit Kapazitätskrediten einzudecken. Auf absehbare Zeit wäre u.a. mangels technischer Voraussetzungen auf Verbraucherseite von einer mittelbaren Verpflichtung über die Letztverbraucher beliefernden Bilanzkreisverantwortlichen (vereinfacht: „Versorger“) auszugehen. Die Leistungspflicht bestimmt sich dabei z.B. auf Basis historischer oder geplanter Absatzmengen oder Leistungswerte.



Kurzbeurteilung

- **Strategische Reserve** (z.B. Schweden/Finnland) – Dieses Regime begünstigt systematisch ausgewählte Bestandsanlagen. Von daher trägt es zur kurzfristigen Problemlösung (Vermeidung von Kraftwerksstilllegungen bei), liefert aber keine ausgewogenen Kapazitätsanreize. Ggf. kommt es zum Festhalten an Bestandsanlagen. Daher kann dieser Ansatz als Übergangslösung, aber nicht als langfristiges Marktmodell dienen. Positiv am Ansatz ist, dass er das Energiepreisniveau kaum beeinflussen dürfte, allerdings würde der Mechanismus praktisch eine Kappung der Spot-Preise auf einem hohen Niveau (z.B. 3000 €/MWh) sowie eindeutiger und transparenter Einsatz- und Vergütungsregeln bedingen.
- **Fokussierter Kapazitätsmarkt** (z.B. LBD/Öko-Institut) – Dieser Ansatz erlaubt die Vergütung von Kapazitäten bei Neuanlagen und Bestandsanlagen. Der spezielle Ansatz kommt Befürchtungen der Politik entgegen, über Kapazitätsmechanismen würden Mitnahmeeffekte zugunsten relativ wirtschaftlicher Bestandsanlagen geschaffen. Allerdings hat der Ansatz zugleich einen Nachteil. Es ist administrativ festzulegen, welche Anlagen eine Vergütung erhalten und welche nicht. Das kann zu arbiträren Gruppierungen von Kraftwerken führen und ggf. auch zu strategischem Verhalten bei Erzeugern (z.B. Senkung der Auslastung, um in den Genuss von Kapazitätzahlungen zu kommen).

Der Ansatz wirkt kurzfristig auf den Weiterbetrieb ansonsten unwirtschaftlicher Bestandsanlagen. Zudem können mit zeitlichem Vorlauf (3-5 Jahre) Neuanlagen angereizt werden. Ist der Mechanismus effektiv und regt mehr Kapazität an, ist zugleich zu erwarten, dass Arbeitspreise im Markt sinken. Waren zuvor z.B. hohe Spotpreise denkbar, die nicht die variablen Kosten der Angebotsseite (Kraftwerke) abbildeten, sondern die (höheren) Kosten einer Lastreduktion bei (industriellen) Verbrauchern, so dürften sich die Spotpreise in diesem Regime in allen Stunden eher auf dem Niveau der Grenzkosten von Kraftwerken bewegen.

Gleichwohl besitzt der Mechanismus einen gravierenden Nachteil: Durch die Privilegierung ansonsten aus dem Markt ausscheidender, weil unwirtschaftlicher, Bestandsanlagen und von Neuanlagen werden einst wirtschaftliche Bestandsanlagen aus dem Markt gedrängt. Dies führt zu erheblichen Marktverzerrungen und zu einer Vernichtung volkswirtschaftlichen Vermögens.

- **Umfassender, zentraler Kapazitätsmarkt** (z.B. EWI) – Dieser Mechanismus wirkt ähnlich wie das vorgenannte Modell. Allerdings sind nur über die abzusichernde Menge, nicht über die Anlagenart administrative Festlegungen zu treffen. Indes ist zweifelhaft, inwiefern dieser Ansatz in Reinform von der Politik akzeptiert würde, da diese Mitnahmeeffekte bei bereits heute rentablen Bestandsanlagen befürchtet.

Zunächst ist hier zu prüfen, inwiefern sich angesichts sinkender Spotmarktpreise für Bestandsanlagen überhaupt signifikante Zusatzerlöse überhaupt ergeben und wenn ja, ob dies Folge des Kapazitätsmechanismus oder anderer Effekte ist (z.B. vorübergehend niedriger CO₂-Preise). Andererseits wäre bei Vorliegen solcher Mitnahmeeffekte zu prüfen, inwieweit sich diese minimal invasiv und marktlich lösen lassen.

Die Wirkungen des Regimes auf die Strompreise im Spotmarkt wären ähnlich wie beim fokussierten Kapazitätsmarkt.

- **Verbraucherseitige, dezentrale Leistungsverpflichtung** (z.B. VKU/Thüga) – Der Ansatz einer Leistungspflicht unmittelbar bei Verbrauchern und seine wettbewerbliche Umsetzung durch Vertriebsunternehmen erscheint als Mittel der Wahl, denn es setzt an der Nachfrage an und führt eine Preisbildung für das real nachgefragte Gut der jederzeitigen Lastdeckung ein.

Allerdings bestehen auch Zweifel an der konkreten und robusten Wirksamkeit einer rein dezentral ausgestalteten Vertriebslösung.

- **Infrastruktur** – Der Ansatz baut auf die individuelle Wahlmöglichkeit der Kunden hinsichtlich ihres favorisierten Versorgungssicherheitsniveaus. Die volle Anwendung des Konzepts setzt allerdings die flächendeckende Anwendung von Smart Metering-Technologien und technische Unterbrechungsmöglichkeiten bei einzelnen Kunden voraus. Bestehen allerdings diese technischen Voraussetzungen, dann wäre eine Leistungsverpflich-

tung redundant: über die verfügbare Infrastruktur und Echtzeittarife könnten ohnehin systemweite Unterbrechungen abgewendet werden.

- Zudem bestehen in einer auf Endverbraucher abstellenden Leistungsverpflichtung Herausforderungen der Berücksichtigung der (mangelnden) Gleichzeitigkeit der maximalen Leistungsanspruchnahme. So kann es durch Aufsummieren individueller Leistungspflichten systemweit u.U. zu erheblichen Überkapazitäten kommen.
 - Liegen die o.g. technischen Voraussetzungen nicht vor, entspricht eine dezentrale Leistungsverpflichtung einer Verpflichtung für Versorger bzw. deren Vertriebe.
- **Versorgerseitige, dezentrale Leistungsverpflichtung** – Dieser Ansatz baut auf den o.g. nachfrageseitigen Vorteilen auf, kommt jedoch ohne unmittelbar beim Kunden liegende Technologien aus.
- Allerdings ist zu berücksichtigen, dass ggf. benötigte kapitalintensive neue Stromerzeugungsanlagen zum Zwecke der Finanzierung auf längerfristige sichere Erlösströme angewiesen sind, die aber auf der Basis von in Vertriebsprozessen gebildeten Leistungszertifikaten nicht abgebildet werden können. Während die Kontrakte im Vertrieb maximal eine Reichweite von drei Jahren haben, bedarf eine Kraftwerksinvestition (z.B. GuD) einschließlich der Planungs- und Vorfinanzierungsphase eine Kalkulationssicherheit von mindestens fünfzehn Jahren.

Ökonomische Wirkung

Aus Sicht der 8KU ist ein Kapazitätsmechanismus in Ergänzung zum EOM energiewirtschaftlich wahrscheinlich notwendig, um die langfristige Versorgungssicherheit in Deutschland sicherzustellen.

Rein kommerziell betrachtet sind dabei aus Sicht der aktuell am Markt agierenden Unternehmen mit einer möglichen Einführung jedoch auch gewisse Risiken verbunden: Selbst wenn auch Bestandsanlagen prinzipiell in den Genuss einer Kapazitätsprämie kämen, ist a priori unklar, was der kommerzielle Gesamteffekt auf das Gesamtportfolio eines einzelnen Unternehmens wäre.

Denn zeigt der Kapazitätsmechanismus Wirkung, käme es zu einem zusätzlichen Kapazitätszubau und zu einem tendenziellen Sinken der Arbeitspreise (im Spotmarkt), da Preisspitzen seltener bzw. nur noch gedeckelt auftreten. Der Nettoeffekt aus Kapazitätsprämie und sinkenden Energiepreisen für einzelne Unternehmen ist daher nicht pauschal abzuschätzen.

Auf welche Weise Preisspitzen beeinflusst werden, unterscheidet sich dabei zwischen den Kapazitätsmechanismen. Für den Fall einer kurzfristig unelastischen Stromnachfrage sei hier exemplarisch verdeutlicht:

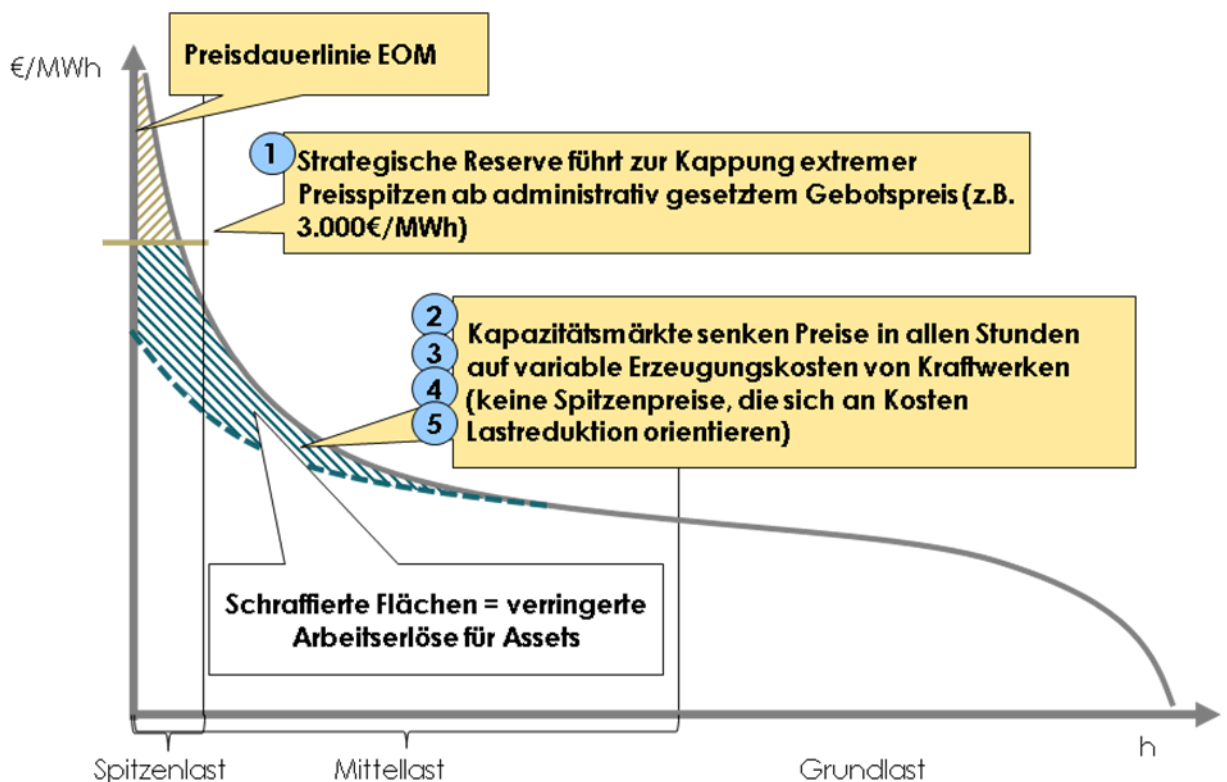
- **Referenz des Energy-Only-Marktes** – Im Referenzfall des derzeitigen EOM in Deutschland sind Preisspitzen nicht gedeckelt. Sollten die verfügbaren Erzeugungsanlagen nicht ausreichen, um die Last zu decken, kann der Großhandelspreis grundsätzlich unbegrenzt steigen (das Preislimit der EPEX Spot von 3000 €/MWh stellt nur ein technisches Gebotslimit dar, welches zumindest im OTC- bzw. im bilateralen Handel überschritten werden kann). In der Praxis wird – vorbehaltlich möglicher regulatorischer Eingriffe – der Preis in Knappheitssituationen auf das Niveau der Kosten von durch Netzbetreiber initiierte Lastabwürfe steigen, durch welche ein Blackout verhindert wird (und damit über das Niveau der Grenzkosten von Erzeugungsanlagen ansteigen). Studien zur Versorgungssicherheit lassen dabei auf sehr hohe Beiträge schließen (Frontier (2008) weist z.B. auf Werte von 8.000-16.000 €/MWh hin.

- **Strategische Reserve** – Die in Form einer Strategischen Reserve kontrahierte Erzeugungskapazität wird nur eingesetzt, wenn die im Großhandelsmarkt angebotene Leistung nicht ausreicht, um die Nachfrage zu decken. Dabei wird die zunächst zurückgehaltene Reserve – i.d.R. in einer zweiten Auktion – zu einem administrativen Preis in den Markt geboten, welcher dann preissetzend für alle Anbieter ist. Um zu möglichst geringen Verzerrungen des Marktes zu führen, wird der Preis dabei i.d.R. möglichst hoch gewählt. In Schweden und Finnland entspricht der Gebotspreis der Strategischen Reserve z.B. dem letzten Nachfragegebot, mindestens jedoch 700 €/MWh. Consentec schlägt ein Gebot zum EEX-Preislimit von 3000 €/MWh vor. D.h. im Vergleich zu der Referenz eines reinen EOM würde die Strategische Reserve zu einer Deckelung von Preisspitzen in Höhe des administrativ festgelegten Gebotspreis der Reservekapazitäten führen. Allerdings böte dieser Mechanismus für wenige ausgewählte und vom ÜNB kontrahierte Anlagen die Chance Deckungsbeiträge über einen Leistungspreis zu erwirtschaften (allerdings entfielen Energieumsätze, da die Anlagen ja in Reserve gehalten würden). Es ist fraglich bzw. offen, inwieweit einzelne Unternehmen erfolgreich wären in einer Auktion um die Bereitstellung strategischer Reservekapazität.

- **Umfassender Kapazitätsmechanismus** – Im Rahmen eines umfassenden Kapazitätsmechanismus wird Leistung in einem solchen Umfang bezuschusst, dass die Last jederzeit durch ausreichende Leistung gedeckt werden kann. In der Folge wird die Last jederzeit durch verfügbare Erzeugungskapazitäten befriedigt. Da die bezuschussten Anlagen ihre Stromproduktion weiterhin wie im EOM auf dem Großhandelsmarkt vermarkten, entspricht der Großhandelspreis jederzeit den variablen Produktionskosten einer Erzeugungsanlage. Somit determinieren im Rahmen von umfassenden Kapazitätsmechanismen die variablen Kosten der teuersten Stromerzeugungsanlagen (nicht aber die Kosten denkbarer Lastwürfe bei Verbrauchern) die Höhe der Preisspitzen. Damit dürften bei diesem Ansatz die durchschnittlichen Arbeitspreise (Base-Preise) und insbesondere die Peak Preise sinken.

- **Fokussierter Kapazitätsmechanismus** – Mit diesem Ansatz können sich besondere Risiken für die Betreiber von Bestandsanlagen verbinden. Einerseits dürften bei diesem Modell die Peak- und Super-Peak Preise in ähnlicher Weise fallen wie bei einem umfassenden Kapazitätsmechanismus. Andererseits käme aber nur ein Teil der Bestandsanlagen in den Genuss von Kapazitätzahlungen. Zahlreiche Bestandsanlagen würden bei diesem Ansatz wirtschaftlich also schlechter gestellt als im Energy-Only-Markt (und im umfassenden Kapazitätsmarkt).

Inwieweit extreme Preisspitzen in der Praxis (im Energiemarkt) auftreten würden, hängt allerdings u.a. davon ab, welche Möglichkeiten für Nachfrageflexibilisierung und Stromspeicherung zukünftig vorhanden sind oder inwieweit von preiserhöhendem strategischem Gebotsverhalten in Knappheitsphasen auszugehen ist.



Handlungsvorschlag

Bei der Wahl eines Kapazitätsmechanismus zur Flankierung des Energiemarktes muss zeitlich differenziert werden:

- **Kurzfristig** – Bis zur Bundestagswahl (und in den folgenden Monaten) ist die Einführung eines systemweiten Kapazitätsmechanismus nicht realistisch und

aufgrund der derzeitigen Kapazitätssituation energiewirtschaftlich auch nicht zwingend erforderlich.

- **Mittelfristig** – Als Brückenlösung bis zur Einführung bzw. Wirkung eines umfassenden Kapazitätsmechanismus (gegen Ende der Dekade) ist das Modell einer Strategischen Reserve geeignet, welche durch entsprechende Leistungszahlungen bestehende, derzeit unrentable aber für die Systemsicherheit wichtige Anlagen zum Weiterbetrieb anreizt. Bei der Ausgestaltung der Strategischen Reserve wäre darauf zu achten, dass negative Auswirkungen auf Knappheitssignale im Energiemarkt möglichst gering gehalten werden. Dazu ist der Preis, ab welchem die Reserve mangels Marktgleichgewicht eingesetzt wird, hoch anzusetzen. Geeignet wäre beispielsweise das technische Preislimit des EPEX-Day-Ahead-Marktes von 3.000 €/MWh (wie z.B. von Consentec für den BDEW vorgeschlagen).
- **Langfristig** – In längerer Frist bedarf es nach Ansicht der 8KU eines möglichst umfassenden Kapazitätsmechanismus. Ein auf die Vergütung von Bestandsanlagen beschränkter Mechanismus wie die Strategische Reserve wird langfristig nicht ausreichen, da es aufgrund der oben erwähnten Risiken in einem EOM nicht sicher zu Investitionen in Neuanlagen kommt.

Innerhalb der verschiedenen Ausgestaltungsdimensionen eines möglichen Kapazitätsmechanismus lassen sich dabei jeweils bereits verschiedene überlegene Alternativen identifizieren, die bei der konkreten Ausgestaltung eines Kapazitätsmechanismus berücksichtigt werden sollten:

Entscheidend für die Unterstützung eines Kapazitätsmechanismus durch die Marktakteure wird sein, dass der Mechanismus nicht zwischen Bestands- und Neuanlagen diskriminiert, also umfassend ist. Ein Mechanismus, welcher nur Neuanlagen vergütet, wirkt marktverzerrend und ist deshalb ineffizient, da hierdurch bestehende Anlagen aus dem Markt gedrängt werden. Dies führt zu einer volkswirtschaftlich nicht wünschenswerten Vernichtung von Kapital in Bestandsanlagen.

Bezüglich der Nicht-Diskriminierung zwischen Neu- und Bestandsanlagen bestehen jedoch erhebliche Herausforderungen:

- **Politische Durchsetzbarkeit** – Gleichbehandlung und Gleichbezahlung von Neu- und Bestandsanlagen ginge möglicher Weise mit Mitnahmeeffekten einher. Insbesondere bisher rentable Bestandsanlagen bzw. Anlagen, welche zumindest ihre laufenden Kosten decken können, könnten Zusatzeinnahmen generieren, welche ggf. zur Beanreizung ihres weiteren Betriebs nicht zwingend notwendig wären. Aus Sicht der 8KU gilt es daher, Maßnahmen zu entwickeln, welche unerwünschte Mitnahmeeffekte vermeiden bzw. abschöpfen können, ohne die effiziente Allokation des Mechanismus einzuschränken. Ein umfassender Kapazitätsmechanismus, innerhalb dessen unangemessene Zusatzgewinne (Windfall Profits) zum Beispiel durch getrennte Auktionen für Bestands- und Neuanlagen effizient abgeschöpft würden, ist gleichwohl aus 8KU-Sicht einem selektiven Mechanismus vorzuziehen. Denn

ein selektiver Mechanismus, welcher wie z.B. das LBD/ÖI-Modell „Fokussierter Kapazitätsmechanismen“ nur Neuanlagen bzw. von Stilllegung bedrohte Bestandsanlagen vergütet, würde zu erheblichen Verzerrungen von Investitions- und Desinvestitionsentscheidungen führen.

- **Gleichbehandlung von Ungleichem** – So wenig wünschenswert jegliche ungerechtfertigte Verzerrung zwischen Neu- und Bestandsanlagen auch ist, so schwierig ist eine vollständige Gleichbehandlung in der Praxis. Die Herausforderung besteht v.a. in unterschiedlichen Bedürfnissen verschiedener Anlagen in Bezug auf den Vorlauf und die Dauer von Kapazitätzahlungen:
 - Bestandsanlagen (ohne Retrofit) – bei diesen geht es teilweise um eine Vergütung, um den unmittelbaren (d.h. im nächsten Jahr) Weiterbetrieb für eine begrenzte Anzahl von Jahren zu sichern.
 - Bestandsanlagen mit Retrofit - Daneben könnte der Finanzbedarf von Anlagen, die für den Weiterbetrieb Retrofit-Investitionen voraussetzen, zwischen denen von Bestandsanlagen kurz vor Stilllegung und von Neuanlagen liegen.
 - Neuanlagen – bei diesen geht es um die Betriebsaufnahme in der Zukunft (z.B. in 3-5 Jahren) und für einen längeren Zeitraum (z.B. für 15-25 Jahre).

Allen Typen von Anlagen mit einem einheitlichen Vergütungsmechanismus und ggf. einem einheitlichen oder vergleichbaren Preis gerecht zu werden ist nicht trivial.

In der internationalen Praxis sowie der Modellentwicklung wird dieser Ungleichheit auf unterschiedliche Arten begegnet:

- Organisation einer einheitlichen Auktion für Kapazität (d.h. für alle Anlagen), wobei der sich ergebende einheitliche Preis für unterschiedliche Leistungen unterschiedlich lange gezahlt wird. Beispielsweise wird der Preis im EWI-Modell von Neuanlagen mit entsprechend langen Vorlauf- und Vertragszeiten gesetzt, jedoch auch an auf jährlicher Basis an der Auktion (allerdings ohne positives Preisgebot) teilnehmende Bestandsanlagen bezahlt.
- Alternativ werden getrennte Auktionen für Kapazität mit verschiedenen Vorlauf- und Vertragslaufzeiten abgehalten. Dementsprechend bilden sich für ein MW Leistungsvorhaltung – wie z.B. im Modell der „Fokussierten Kapazitätsmärkte“ von LBD/ÖI – unterschiedliche Preise für unterschiedliche Anlagen heraus.
- In dezentralen Leistungsverpflichtungen (z.B. für Endverbraucher bzw. Versorger) erfolgt keine explizite Unterscheidung zwischen Anlagentypen. Stattdessen können zur Vorhaltung verpflichtete und potenzielle Anbieter von Leistung grundsätzlich individuelle Verträge beliebiger Art eingehen (z.B. über von einer zentralen Instanz zertifizierte Leistungskredite). Hierbei ist je-

doch fraglich, inwieweit in einem solchen System ausreichend langfristige Preissignale anfallen, wenn Neuinvestitionen in Kraftwerke nötig sind.

- Es existieren somit durchaus erhebliche Herausforderungen für die einheitliche Ausgestaltung eines umfassenden Kapazitätsmechanismus. An einem solchen führt jedoch aus Sicht der 8KU kein Weg vorbei, um die notwendige breite Akzeptanz seitens der Marktakteure sicherzustellen.

Die 8KU präferieren einen möglichst wettbewerblichen Kapazitätsmechanismus. Regulatorische und administrative Interventionen sollten auf das Nötigste beschränkt sein. Ein geeigneter Kapazitätsmechanismus sollte demzufolge aus 8KU-Sicht folgende Kriterien erfüllen:

- Bei der Ermittlung der vorzuhaltenden Kapazität sollten auf dezentral vorhandene Informationen über aktuelles und zukünftiges Verbrauchsverhalten zurückgegriffen werden. Dazu ist eine enge Einbindung von Unternehmen mit Nähe zum Kunden bzw. Verbraucher, also vor allem von Vertrieben und Verteilnetzbetreibern, sinnvoll.
- Es ist eine größtmögliche Vielfalt von vertraglichen Konstrukten zur Vorhaltung der benötigten gesicherten Leistung einzuräumen. Dies ermöglicht einen Innovationswettbewerb, in welchem sich die bestgeeigneten und effizientesten technischen und organisatorischen Wege zur Gewährleistung ausreichender gesicherter Leistung durchsetzen werden (z.B. Verträge mit konventionellen Kraftwerken, Kombi-Kraftwerke, Speicherkontrakte, Verträge mit Demand-Side-Management-Maßnahmen etc). Gleichzeitig besteht aber auch die Herausforderung, dass sich ein liquider Markt für gesicherte Leistung bildet. Eine wettbewerbliche Struktur kann hierbei am besten gewährleisten, dass der Mix an gewählten Maßnahmen dynamisch in Reaktion auf technische Neuerungen, Änderungen von Kostenstrukturen und der Herausbildung von Marktplätzen mit Referenzpreiswirkung anpasst.

Grundsätzlich erscheint aus Sicht der 8KU eine möglichst nah beim Endverbraucher angesiedelte Verpflichtung zur Leistungsvorhaltung am besten geeignet, die vorangehenden Kriterien eines wettbewerblichen Kapazitätsmechanismus zu erfüllen. Allerdings ergeben sich im Kontext einer dezentralen Leistungsverpflichtung verschiedene Herausforderungen:

- **Leistungspflicht der Endkunden absehbar technisch und praktisch kaum umsetzbar** - Ein dezentral ansetzender Mechanismus wie die von VKU/Thüga ins Gespräch gebrachte Verpflichtung von Endkunden zur Kontrahierung ihres Leistungsbedarfs erscheint als geeignetes Mittel, da er an der Ursache des Problems ansetzt und dem individuell gewünschten Niveau an Versorgungssicherheit einen Preis zuordnet.

Die praktische Umsetzbarkeit erscheint jedoch fraglich. So lange die technischen Voraussetzungen zur Einbindung eines Großteils der Nachfrager nicht vorliegen, gleicht das Modell einer Versorger-Verpflichtung (siehe unten). Sobald die Voraussetzungen flächendeckend vorliegen, ist eine Leistungs-

verpflichtung redundant: Über die verfügbare Infrastruktur und Echtzeittarife könnten ohnehin systemweite Unterbrechungen abgewendet und eine Laststeuerung über den Endkundenpreis realisiert werden. Zudem bestehen in einer auf Endverbraucher abstellenden Leistungsverpflichtung Herausforderungen der Gleichzeitigkeit, die u.U. zu erheblichen Überkapazitäten führen könnten. Eine Berücksichtigung der Gleichzeitigkeit bei der Höhe der individuellen Kapazitätsvorhaltung eliminiert den Vorteil einer potenziellen unmittelbaren Sanktionsmöglichkeit, d.h. zum Beispiel einer technischen Begrenzung der maximalen Last eines Endverbrauchers in Knappheitssituationen.

- **Eine Leistungsverpflichtung für Versorger erscheint sinnvoll, birgt jedoch zusätzliche Herausforderungen, um eine Wirksamkeit dauerhaft zu gewährleisten** – Eine Verpflichtung zur Leistungsvorhaltung für Letztverbraucher beliefernde Bilanzkreisverantwortliche (Versorger) erscheint aus 8KU-Sicht die Kriterien größtmöglicher Wettbewerbsfähigkeit grundsätzlich am besten zu erfüllen. Die verbrauchsnahe gesammelten Lastinformationen würden genutzt und die langjährigen Erfahrungen der Energieversorger mit der Energie- und Leistungsbeschaffung (z.B. durch Reserve- und andere Optionsverträge) könnten genutzt werden. Für die 8KU könnten sich durch eine Leistungsverpflichtung für Versorger zudem neue Geschäftspotenziale eröffnen.

Allerdings besteht das Risiko, dass langfristig Versorgungssicherheit in einem solchen Szenario zumindest dann nicht vollständig verlässlich sichergestellt werden kann, wenn hierzu investitionsauslösende langfristige Preissignale erforderlich sind (zum Beispiel für die Errichtung von GuD-Anlagen), die in einem kurzfristigeren Markt für Leistungszertifikate auf der Basis von Versorgerhandeln nur schwer darstellbar sind.

Eine Versorger-Leistungsverpflichtung – analog zu einer Endkunden-Verpflichtung – ist nur bedingt zur Gewährleistung langfristiger Preissignale geeignet, denn Vertriebe werden sich voraussichtlich mit maximalem Vorlauf von wenigen Jahren mit Leistungszertifikaten eindecken, während Kraftwerksinvestoren ggf. eine längerfristige Absicherung benötigen.

Eine Möglichkeit, langfristige Preissignale zu generieren, bestünde im Bedarfsfall in der Ergänzung um eine zentrale Beschaffung, welche die Leistungskredite mit langem Vorlauf kauft und sie kurzfristig verkauft. Ein solches Vehikel muss jedoch ausdrücklich subsidiär ausgestaltet werden, so dass die Vorteile des dezentralen und wettbewerblichen Systems erhalten bleiben. U.U. besteht eine Option analog zur Versteigerung von CO₂-Zertifikaten im Auftrag der ÜNB.

Eine weitere Herausforderung – und zugleich vertrieblich-wettbewerbliche Chance – besteht in der Berücksichtigung der limitierenden Gleichzeitigkeit von Lastspitzen (jedoch in erheblich geringerem Umfang als bei einer Endverbraucher-Verpflichtung). Zudem ist die Kontrolle und potenzielle Sanktionierung der ausreichenden Eindeckung mit Leistungskrediten in einem

dezentralen System aufwändiger und komplexer als in einem zentralen System.

- **Zentraler Kapazitätsmechanismus kann langfristige Preissignale generieren, ist aber weniger wettbewerblich und birgt höhere Gefahr politisch motivierter Eingriffe** – Der Vorteil eines zentralen Kapazitätsmechanismus besteht darin, dass über die zentrale Beschaffungsinstitution Produkte vorgegeben werden können, von denen angenommen wird, dass sie den Bedürfnissen von Kraftwerksbetreibern und –investoren entsprechen - was als Mindestanforderung auch bei zentraler Beschaffung in einem ansonsten wettbewerblichen System gilt. Beispielsweise könnten in Auktionen Erzeugungskapazitäten mit einem Vorlauf von mehreren Jahren und einer Laufzeit von zehn oder auch 20 Jahren beschafft werden. Auf diese Weise ist die Generierung langfristiger Preissignale möglich, welche im heutigen Energy-Only-Markt fehlen und welche auch im Rahmen eines dezentralen Leistungsverpflichtungssystems kaum zu erzeugen sind.

Nachteile und Gefahren eines zentralen Systems liegen jedoch auf der Hand. Anstelle eines wettbewerblichen Innovationswettbewerbs um die besten Konzepte zur Leistungsvorhaltung drohen administrative Vorgaben einschließlich eines Kostenwälzungsmechanismus und der Gefahr der Politisierung. Daher müsste – ähnlich der Mindestanforderung bei dezentraler Beschaffung – zumindest im Wege der Auktion eine möglichst wettbewerbsnahe Form der Leistungskontrahierung umgesetzt werden.

Zu vermeiden ist der Aufbau größerer administrativer Strukturen (ganz gleich ob im Wege der Neuschöpfung oder aufbauend auf Vorhandenem), welche bisher im Wettbewerb getroffene Entscheidungen übernehmen. Das birgt u.a. die Gefahr, dass der originär zur Gewährleistung von Versorgungssicherheit implementierte Mechanismus für die Erreichung von „Nebenziele“ (z.B. bzgl. Umwelt- und Klimaschutz oder Standortpolitik) zweckentfremdet wird. Allein die Gefahr derartiger Zweckentfremdungen führt zu Verunsicherung bei Investoren.

Gleichwohl existiert die Gefahr politischer Eingriffe prinzipiell auch bei einer dezentralen Leistungsverpflichtung (z. B. technologiespezifische Festlegung der Zertifikatsallokation für gesicherte Leistung). Falls es daher aufgrund der o.g. Herausforderungen bei dezentralen Verpflichtungssystemen zu einem zentralen Kapazitätsmechanismus kommen sollte, gilt es, die Beschaffung so wettbewerblich, transparent und nicht-diskriminierend wie möglich zu organisieren.

c. Regionale Erzeugungsengpässe temporärer Natur

Aus Sicht der 8KU sind die aktuell zu beobachtenden regionalen Erzeugungsengpässe prinzipiell temporärer Natur, so dass der Handlungsbedarf zeitlich gestaffelt zu betrachten ist:

- **Kurzfristig** ist die Problematik regionaler Erzeugungseingpässe durch die ordnungsrechtlichen Maßnahmen (Kaltreserve, EnWG-Anpassung) ausreichend adressiert.
- **Mittelfristig** erscheint eine auf wenige Jahre begrenzte Winterreserve als Brückeninstrument bis zum effektiven Übertragungs-Netzausbau sinnvoll. Diese sollte aber so marktwirtschaftlich wie möglich ausgestaltet sein (z.B. mittels Auktionen). Dazu eignet sich aus Sicht der 8KU eine Integration der Winterreserve in die zu implementierende Strategische Reserve (z.B. mit Hilfe von Kernanteilen in den Auktionen der Strategischen Reserve).
- **Langfristig** sollte der Ausbau des Übertragungsnetzes weiterhin das wesentliche Instrument zur Behebung regionaler Erzeugungseingpässe sein. Strukturelle Maßnahmen wie Market Splitting oder eine G-Komponente (Einspeisetarif für Erzeuger) sind daher nicht erforderlich und werden von 8KU abgelehnt. Allenfalls überlegenswert wäre eine regionale Differenzierung der EE-Förderung. Letzteres könnte z.B. implizit im Rahmen einer Anpassung des Referenzertragsmodells für Wind Onshore erfolgen (siehe Abschnitt zu Reformen der EE-Förderung).

3. Netzentgeltstruktur

Eine Änderung der Tarifstruktur für Netzentgelte könnte kurzfristig die bestehenden Fehlanreize zur Ausweitung des Eigenverbrauchs dezentraler EE-Erzeugung beseitigen. Darüber hinaus ist das derzeitige Netzentgeltregime nicht in der Lage, solche Investitionen auszulösen, die – über die bestehenden Strukturen hinaus - als Facilitator die Energiewende voranbringen:

a. Fehlanreize durch verzerrte Grid-Parity

Aktuell ergeben sich erhebliche Herausforderungen aus der zunehmenden Verbreitung von EE, insb. PV in Verteilnetzen. Insbesondere für die PV ersetzt dabei das Eigenverbrauchsprivileg zunehmend (und sich selbst verstärkend) die EEG-Förderung als wichtigster Förderbestandteil. Daher wäre auch bei einer grundsätzlichen Reform der EE-Förderung weiterhin von einem dezentralen Zubau insb. der PV auszugehen. Im Übrigen würde der so induzierte PV Ausbau auch nicht durch den gesetzlich vorgesehenen Deckel auf die zu fördernde Kapazität begrenzt.

Der aus Endkundensicht relevante Vergleich aus Netto-Erzeugungskosten vs. Brutto-Strompreis inkl. aller Entgelte suggeriert eine künstliche Netzparität der PV gegenüber konventioneller Energieerzeugung, obwohl die PV zu derzeitigen Technologiekosten energiewirtschaftlich noch nicht konkurrenzfähig zur konventionellen Versorgung ist.

Netzparität liegt per Definition vor, wenn die Kosten für die Eigenerzeugung unterhalb der Kosten des Bezugs von Strom aus dem Netz liegen. Aktuell ist dieser Vergleich jedoch verzerrt:

Die Netzinanspruchnahme wird arbeitsbasiert abgerechnet, obwohl die Netzkosten eigentlich hauptsächlich leistungsabhängig sind. Durch diese Entgeltstellung wird ein Vorteil reduzierter Netzentnahme von Eigenerzeugung suggeriert, obwohl die Netzdimensionierung auf die maximale Leistungsanspruchnahme des Kunden ausgelegt sein muss, z.B. eine Winterstunde, in der eine PV-Eigenanlage nicht erzeugt.

Der Strombezug aus dem Netz ist mit Abgaben und Umlagen belegt, dies sich durch Eigenerzeugung umgehen lassen. Je höher die Umlagen, desto vorteilhafter die Eigenerzeugung.

Dabei droht zudem ein selbstverstärkender Effekt: In dem Maße, wie Eigenerzeugung an Bedeutung gewinnt, sinkt bei einer weiterhin arbeitsbasierten Umlage der Netzentgelte die Bemessungsgrundlage, so dass ansteigende Netztarife die Eigenerzeugung zusätzlich attraktiver werden lassen.

b. Umstellung der Netzentgeltstruktur als Lösungsansatz

Die 8KU halten die Problematik verstärkter Anreize für dezentrale aber nicht systemisch eingebundener Erzeugung (v.a. PV und BHKW) durch künstliche Grid Parity für dringlich. Die im Stromsystem anfallenden Kosten für die Verbraucher sollten daher zunehmend verursachungsgerecht zugeordnet werden, so dass sich Eigenerzeugung nur dann rechnet, wenn dadurch die Systemkosten tatsächlich gesenkt werden.

Um die derzeitige Verzerrung zu Gunsten der Eigenerzeugung zu beseitigen, fordern die 8KU-Teilnehmer eine zunehmende Basierung von Kostenpositionen auf der Anschlussleistung. Dazu zählen insbesondere die Netzentgelte und die Konzessionsabgabe, da der entsprechende Service diesbezüglich nicht verbrauchsabhängig, sondern leistungsabhängig ist. Des Weiteren sollte die EEG-Umlage zunehmend leistungsbasiert refinanziert werden.

In den Niederlanden wurden bereits vor 2 Jahren die Netzentgelte für Endkunden auf reine Leistungspreise umgestellt, wobei die Entgelthöhe anhand der Anschlussleistung in 6 Stufen gestaffelt erhoben wird.

Damit würden dezentrale PV-Erzeuger einen angemessenen Beitrag zu den von ihnen zu verantwortenden Netzkosten leisten. Ein weiterer positiver Nebeneffekt wäre die Verstetigung der Netzerlöse der Verteilnetzbetreiber zwischen den Jahren (weniger abhängig von der PV-Einspeisung des betreffenden Jahres). Dabei ist zu beachten, dass auch nach dieser Umstellung in späteren Jahren (nach 2020) mit einer erneuten PV-Penetration zu rechnen ist, wenn die Technologiekosten der PV entsprechend stark gesunken sind. Ökonomisch ist das sachgerecht.

Übergangsregelungen sind nötig. So müsste zum Beispiel berücksichtigt werden, dass Kunden bzw. Netzbetreiber die derzeitige Dimensionierung der Hausanschlussleistung auf das geltende arbeitspreisbasierten Regimes abgestimmt haben.

Ferner sind Investitions- und Refinanzierungsbedingungen auch im Verteil- und Regionalnetz zu verbessern. Hierzu gehört die Beseitigung des Zeitverzugs ebenso wie ein stärker standardisiertes Verfahren der Investitionsanerkennung im Sinne von Maßnahmenclustern, z. B. bei regelbaren Ortsnetztransformatoren einer bestimmten Baugröße. Die zugehörigen Kriterien können - analog zum Erweiterungsfaktor - auf der Basis bestimmter Netzkennzahlen wie z. B. Länge, Verbrauch und Einspeisung in den jeweiligen Abgängen definiert werden.

c. Weitere Fragen

Weniger als Fragestellung im Rahmen des Marktdesigns, strukturell jedoch von Bedeutung für das Gelingen der Energiewende ist die Ausgestaltung der Anreizregulierung. Grundsätzlich sollte sie als erprobtes Element erhalten bleiben. Allerdings müssen Einschränkungen beseitigt werden, die insbesondere in den

Verteilnetzen die für die Energiewende erforderlichen Investitionen in den Netzausbau hemmen oder die kontraproduktiv wirken,

Genauere Beachtung verdient desweiteren der – häufig missbräuchliche - Umgang mit Eigenverbrauchsprivilegien, der ähnlich wie Fehlanreize, die aus unechter Grid-parity resultieren, letztlich die Finanzierungsbasis von öffentlicher Infrastruktur untergräbt und entsolidarisierend wirkt.