

Rückforderungsmechanismus („Claw-Back“) abzuschöpfen sind.

Derzeit favorisiert das BMWK einen Kombinierten Kapazitätsmarkt (KKM). Ein KKM ist ein dezentraler Kapazitätsmarkt kombiniert mit einer zentralen Komponente für besonders kapitalintensive steuerbare Kapazitäten mit längeren Refinanzierungshorizonten. Er vereint die Vorteile von ZKM und DKM/KMS, da er die vielfach die „neue Welt“ in einem von erneuerbaren Energien und Flexibilität geprägten Stromsystem besonders gut adressieren kann. Der KKM gibt auf der einen Seite besonders kapitalintensiven Investitionen mit langen Refinanzierungshorizonten, für die das Problem der Fristeninkongruenz besteht, fokussiert langfristige Investitionssicherheit durch zentrale Ausschreibungen mit langen Vertragslaufzeiten. Auf der anderen Seite bezieht er optimal flexible Nachfrager, Speicher und Innovationen ein und ist damit eine sehr technologieneutrale Ausgestaltungsoption. Er kann Unsicherheiten bei der Zukunftsprognose und die vielschichtigen Veränderungen „auf der Wegstrecke“ am besten adressieren, indem er auf das dezentrale Wissen der energiewirtschaftlichen Akteure und Verantwortlichen vor Ort setzt. Der KKM ist mischfinanziert, weil nur die Kosten der zentralen Ausschreibung per Umlage zu finanzieren sind. Die Umlage wird durch den kombinierten Ansatz deutlich reduziert gegenüber dem ZKM. Die Kosten im dezentralen Segment (insb. die, die über die Selbsterbringung hinaus gehen), können wiederum im wettbewerblichen Umfang zu einem Anstieg der Strombeschaffungskosten führen.

Handlungsfeld 3: Lokale Signale

Handlungsfeld 3 befasst sich mit dem Zusammenspiel aus Markt und Netz in einem Stromsystem der Zukunft mit sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien. Mit einem steigenden Anteil erneuerbarer Energien und einer zunehmenden Anzahl flexibler Stromverbraucher wird es immer wichtiger,

wann und wo wir Strom erzeugen und verbrauchen und wie dies intelligent mit dem Netz koordiniert wird.

Kernaussage zu Handlungsfeld 3 ist, dass der Netzausbau die strukturelle Antwort bleibt, um Wind- und PV-Strom in Deutschland verteilen, es aber nicht effizient ist, das Netz bis zum letzten „kW“ auszubauen. Der Netzausbau und Redispatch allein können die Herausforderungen der Zukunft nicht meistern. Irgendeine Form von lokalen Signalen wird ergänzend hinzukommen müssen. Das war auch die Kernaussage der Stakeholder in der PKNS, wenngleich es über das „wie“ sehr viele verschiedene Ansichten gibt.

Es bedarf zukünftig eines Dreiklangs:

1. Die deutliche Beschleunigung des Netzausbaus,
2. ein leistungsfähiger und sicherer Redispatch zumindest als Kurzfrist- und Übergangsmaßnahme,
3. lokale Signale, die Anreize für Netzdienlichkeit bei Erzeugern, Verbrauchern und Speichern setzen, ergänzt durch aktive netzorientierte Steuerungsmöglichkeiten.

Folgende Optionen für lokale Signale, die auch miteinander kombiniert werden können, werden daher im vorliegenden Papier diskutiert:

- Zeitlich/regional differenzierte Netzentgelte (Hierbei ist zu berücksichtigen, dass die Zuständigkeit für die Einführung und Ausgestaltung von Netzentgelten bei der unabhängigen Regulierungsbehörde, der Bundesnetzagentur, liegt.)
- Regionale Steuerung in Förderprogrammen
- Einbindung von Lasten in den Redispatch