

BMWi „AG Flexibilität“, Maßnahmen zur weiteren Flexibilisierung des Strommarktes: Stellungnahme aus Betreibersicht



VORWEG GEHEN

Bereits aktuelles Marktdesign setzt Anreize zur Flexibilisierung

Zunehmende Windeinspeisung und wirtschaftliche Anreize



Flexibles Kraftwerk	Unflexibles Kraftwerk
<ul style="list-style-type: none"> + Realisierung positiver Deckungsbeiträge (DB) bei Vermeidung negativer DB + Möglichkeit zur Vermarktung im Regel-Energie- und Reservemarkt + Erzielung von zusätzlichen Reoptimierungserlösen durch Make-or-Buy-Entscheidungen 	<ul style="list-style-type: none"> - Realisierung positiver DB nur unter Inkaufnahme negativer DB - Schlechtere Stellung in der Gebotskurve für (Primär)Regelenergie, Verdrängung durch günstigere Technologien

Flexibilisierung des Kraftwerksparks trägt wesentlich zur Wirtschaftlichkeit bei

- Betreiber thermischer Anlagen haben bereits durch umfassende Flexibilisierungsprogramme auf die bestehenden Anreize reagiert.
- RWE Generation hat seit 2009 u.a. folgende Maßnahmen umgesetzt:
 - 1) Reduzierung der Anfahrkosten durch Prozessoptimierung (z. B. bei Steinkohleblock Westfalen C Brennstoffbedarf um 50%).
 - 2) Reduzierung Mindestlast durch Leittechnikerneuerung und Anlagenoptimierung (z.B. bei 300 und 600 MW Braunkohlenblöcke um 20 bis 35%, bei Steinkohlenanlage, z.B. Gersteinwerk oder Ibbenbüren um über 70%).
 - 3) Reduzierung der Anfahrzeit durch Prozessoptimierung (z. B. bei 300 und 600 MW Braunkohlenblöcke um ca. 20%).

Weitere Stärkung der angebots- und nachfrageseitigen Flexibilität kann sinnvoll sein

Ausgewählte Maßnahmen der aktuellen BMWi Auftragsgutachten	Bewertung
Einführung Viertelstunden-Produkt am DAH Markt	+
Späterer Handelsschluss am Intraday Markt	+ (vorbehaltlich TSO Einschätzung)
Verschärfung der Bepreisung von Ausgleichsenergie	Nicht notwendig
Ausschreibung Primär- und Sekundärreserve häufiger und für kürzere Zeitscheiben, Überarbeitung Präqualifikationsbedingungen	+ gestaffelt (vorbehaltlich TSO Einschätzung)
Erweiterung des KWK-G um Flexibilitätskriterien	-
Dynamische EEG-Umlage	-
Ausweitung EE Direktvermarktung	+

- > Änderungen der Rahmenbedingungen müssen stets marktorientiert und technologieoffen sein. Nur so werden sich die günstigsten Optionen durchsetzen.
- > Viele der in Studien des BMWi vorgeschlagenen Maßnahmen erfüllen diese Kriterien und bieten Potenzial, die Flexibilität zu stärken.
- > Gleichwohl müssen Kosten für die Erhöhung der Flexibilität und Folgen für die Systemsicherheit mit dem erwarteten Nutzen für das Gesamtsystem abgewogen werden.
- > Allerdings sind Maßnahmen abzulehnen, die die Regulierungsschraube weiterdrehen (wie Erweiterung des KWK-G um Flexibilitätskriterien), lediglich versuchen, Symptome mit neuer Regulierung zu kurieren sowie ohne Kosten- und Marktbezug sind (wie dynamische EEG Umlage).
- > Der aktuelle Ausgleichsenergiemechanismus ist im Hinblick auf die Ziele Prognosegüte und Bilanzkreistreue ausreichend.

Pönale für Ausgleichsenergie: Trigger für Versorgungssicherheit?

Aktueller Ausgleichsenergie-Mechanismus¹

- Versorgungssicherheit ist kein originäres Ziel des aktuellen Ausgleichsenergie-Mechanismus.
- Anreize im Ausgleichsenergie-Markt zielen auf eine Verbesserung der Bilanzkreisbewirtschaftung und der Prognosegenauigkeit (und damit auf die System-sicherheit) ab.
- Werden 80% der vorgehaltenen Regelleistung beansprucht, greift eine härtere Pönale (1.5 fache des ursprünglichen reBAP²).

¹ Im Detail siehe <https://www.regelleistung.net/ip/action/static/chargesys>

² reBAP = regelzonenübergreifender einheitlicher Bilanzausgleichsenergiepreis

- > Der Ausgleichsenergiemechanismus wird bisweilen als Instrument gesehen, um in einem EOM Versorgungssicherheit implizit herzustellen
- > Ausgehend vom heutigen Mechanismus könnten z.B. steigende Multiplikatoren bei wachsender Regelleistungsbeanspruchung eingesetzt werden.
- > Eine höhere Ausgleichsenergiepönale wirkt ‚irgendwie‘ tatsächlich in Richtung Versorgungssicherheit. Offen ist allerdings, ob sie ...
 - a. mit Blick auf Versorgungssicherheit zielgenau ist (da Höhe der Pönale abhängig von Höhe der abgerufenen Regelenergie und nicht von allgemeiner Knappheit; zielt auf System-, nicht Versorgungssicherheit),
 - b. sich anhand des gewünschten Versorgungssicherheitsniveaus ableiten lässt, ebenso wie die Multiplikatoren, die bei wachsender Regelleistungsbeanspruchung einsetzen sollen (im DLM ist das möglich),
 - c. frühzeitige Signale sendet, oder erst, wenn das System tatsächlich unter ‚versorgt‘ ist und sich hoher Regelenergieabruf zeigt,
 - d. die Systemkosten erhöht, da die angedachte Schärfung Prognosefehler in Zukunft asymmetrisch bestrafen will,
 - e. sehr hoch sein muss, um gleiche Wirkung zu erreichen wie eine Kapazitätspönale mit niedrigem Triggerpreis (da sie vermutlich sehr selten greift),
 - f. aufgrund der Kombination „sehr niedrige Eintrittswahrscheinlichkeit/sehr hohe Pönale“ äußerst anfällig für Gambling ist.

Mehr Flexibilität ist kein Ersatz für einen Markt für gesicherte Leistung

Grenzen des Energy-only Marktes

(1)	Energy-only setzt voraus, dass Politik stets das sich marktseitig ergebende Versorgungssicherheitsniveau akzeptiert.
Aber:	Die empirische Evidenz spricht eindeutig dagegen, dass Politik sich in dieser Art verhält. Vielmehr drohen marktschädliche ad-hoc-Interventionen.
(2)	Es gibt keine klare empirische Evidenz für die Funktionstüchtigkeit von Energy-only Märkten.
Aber:	Es gibt eine Erwartung, dass Knappheitssignale zu spät kommen könnten. Offen ist, ob sporadische Preisspitzen hinreichende Investitionsanreize (Risikoaufschläge!) setzen.

Vorteile eines dezentralen Kapazitätsmarktes

(a)	Politik kann explizit ein politisch gewolltes Versorgungsniveau marktbasiert und kostengünstig erreichen
(b)	Mögliche/wahrscheinliche Funktionsdefizite eines Energy-only werden zielgenau aufgelöst.

Folgerung

Flexibilität ist sinnvoll zur Stärkung der Funktionstüchtigkeit des Energiemarktes. Es ersetzt aber nicht einen Kapazitätsmarkt. Flexibilität und Kapazitätsmarkt sind zwei Seiten einer Medaille, um unsere Stromwirtschaft zukunftsfähig zu machen.

Internationale Abstimmung ist nötig

- Fortschreitende Koppelung und Harmonisierung der europäischen Forward-, DAH-, Intraday- und Regelenergiemärkte sind eine echte Erfolgsgeschichte.
- Das Nebeneinander von Kapazitätsmarkt in FR und auch einem flexibleren EOM in D zerstört das Level-Playing-Field. Unterschiedliche Marktdesigns in den Mitgliedsländern verzerren die Stilllegungs- und Neubauentscheidungen und erhöhen so die Systemkosten.
- Isolierter Kapazitätsmarkt in FR wirkt sich nachteilig auf Versorgungssicherheit in D aus. Grund: Französischer Kapazitätsmarkt berücksichtigt das Ausland implizit (Anteil Importe an der Spitzenlastdeckung). Marktberreinigung in D wird dazu führen, dass gegenläufig Kapazität in FR aufgebaut wird. Der Kapazitätsmarkt in FR dämpft damit die Preiswirkungen einer Marktberreinigung in D und erzwingt damit zusätzlichen Kapazitätsabbau in D, das Versorgungssicherheitsniveau sinkt.
- Die Bereitstellung von Kapazität aus FR bei Knappheit in D ist kaum zu garantieren.
- Nationalstaatliche Lösungen wären ein Rückschritt. Nötig ist vielmehr ein kohärentes Marktdesign. Die Energie-Verbände aus D und FR bereiten aktuell einen Vorschlag zur Koppelung von Kapazitätsmärkten in D und FR vor.

Fazit

1. **Bereits heute** bestehen für Betreiber thermischer Kraftwerke klare **wirtschaftliche Anreize**, ihre Kraftwerke **zu flexibilisieren**. Die Kraftwerksbetreiber haben daher bereits erhebliche Investitionen vorgenommen.
2. Eine weitere **Stärkung der angebots- und nachfrageseitigen Flexibilität** im Strommarkt ist mit Blick auf eine erfolgreiche Energiewende gleichwohl **sinnvoll**. Voraussetzung: Die Maßnahmen zur Stärkung der Flexibilität müssen stets **markt-, und kostenorientiert sowie technologieoffen** sein. Nur so lassen sich alle möglichen Flexibilitätsoptionen heben und werden sich die günstigsten Optionen durchsetzen können.
3. Der überwiegende Teil der in den aktuellen BMWi-Gutachten entwickelten Maßnahmen erfüllt die genannten Kriterien. Diese haben Potenzial, die Flexibilität zu stärken. **Abzulehnen sind allerdings Maßnahmen, die die Regulierungsschraube noch weiter drehen** (wie Erweiterung des KWK-G um Flexibilitätskriterien), lediglich versuchen, Symptome mit neuer Regulierung zu kurieren, sowie ohne Kosten- und Marktbezug sind (wie dynamische EEG Umlage).
4. **Mehr Flexibilität ist kein Ersatz für die Einführung eines Kapazitätsmarktes**. Vielmehr sind Stärkung der Flexibilität und Kapazitätsmarkt konstituierend für ein nachhaltiges Strommarktdesign.
5. **Nationale Alleingänge sind nicht sinnvoll**, funktionieren nicht und stehen im Gegensatz zum Europäischen Gedanken. Kapazitätsmarkt in Frankreich und Energy-only in Deutschland führen unstrittig zu erheblichen Ineffizienzen und einer gravierenden Störung des Level-playing-field. Folgt man den Vorschlägen der Gutachten wäre diese Kombination allerdings das wahrscheinliche Ergebnis.