

Ein Strommarktdesign für die Energiewende

Stellungnahme
zur Anhörung des Ausschusses für
Wirtschaft und Energie
des Deutschen Bundestages
am 16. März 2016

Berlin,
15. März 2016

Dr. Felix Chr. Matthes

Geschäftsstelle Freiburg

Postfach 17 71
79017 Freiburg

Hausadresse

Merzhauser Straße 173
79100 Freiburg
Telefon +49 761 45295-0

Büro Berlin

Schicklerstraße 5-7
10179 Berlin
Telefon +49 30 405085-0

Büro Darmstadt

Rheinstraße 95
64295 Darmstadt
Telefon +49 6151 8191-0

info@oeko.de
www.oeko.de

(1) Die Transformation des europäischen Stromsystems hin zu CO₂-freien Erzeugungsoptionen bzw. für Deutschland die Umstellung auf regenerative Energiequellen steht vor einer Reihe von Herausforderungen:

- Das System ist im Vergleich zur historischen Situation durch eine gravierend erhöhte Vielfalt der verschiedenen Systemelemente geprägt
 - Stromerzeugungsoptionen auf Basis erneuerbarer Energien, ganz überwiegend geprägt durch Technologien mit sehr niedrigen kurzfristigen Grenzkosten (nahe Null);
 - konventionelle Erzeugungsoptionen, die im Übergangsprozess einen erheblichen, wenn auch deutlich rückläufigen Teil der Stromerzeugung und für einen längeren Zeitraum gesicherte Leistung bereitstellen werden und für die in kleinerem Umfang in den nächsten Jahren auch Neuinvestitionen nötig werden;
 - Optionen der Nachfrageflexibilität (von flexiblen konventionellen Verbrauchern bis hin zu neuen Nachfragern wie Power-to-Heat etc.);
 - Speicheroptionen.
- Das System ist wegen der sehr großen Zahl und Vielfalt der unterschiedlichen Systemelemente durch einen sehr hohen Koordinationsbedarf gekennzeichnet, der dem Strommengen- (Energy-only-) und den Systemdienstleistungsmärkten (Regelenergie, Blindleistungskompensation etc.) eine erhöhte Bedeutung zukommen lassen wird.
- Es werden letztlich für alle o.g. Systemelemente in erheblicher Breite Neuinvestitionen notwendig, wenn auch in unterschiedlichem Ausmaß
 - erneuerbare Energien und Flexibilitätsoptionen in erheblichem Umfang,
 - konventionelle Kraftwerke in begrenztem Umfang

und unterschiedlichen Prioritäten im Zeitverlauf

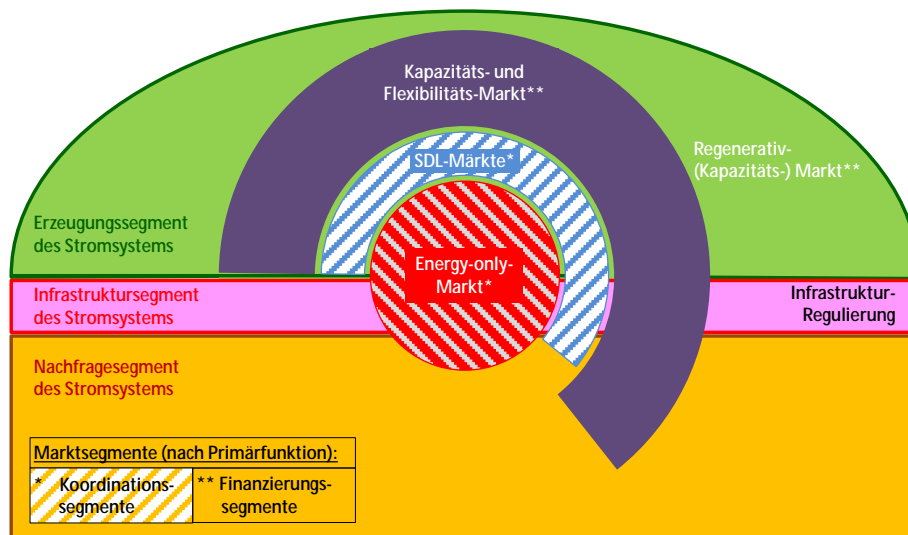
- regenerative Stromerzeugungsanlagen durchgängig, ab Beginn der ersten großflächigen Ersatzinvestitionen in den 2020er Jahren mit deutlich verstärktem Brutto-Zubaubedarf,
- Nachfrageflexibilität kurz- und mittelfristig,
- neue konventionelle (Spitzenlast-) Kraftwerke mittelfristig,
- Speicheroptionen mittel- und langfristig.

Die Refinanzierung dieser, teilweise durch sehr unterschiedliche Kostenstrukturen geprägten Investitionen muss gesichert werden (im Übrigen auch jenseits der Energiewende als politisch getriebener struktureller Veränderung des Energiesystems).

- Die 1996 begonnene Übergangsphase der Strommarktliberalisierung endet mit der Notwendigkeit, erstmals Investitionen in erheblichem Ausmaß unter den Rahmenbedingungen eines liberalisierten Strommarktes zu refinanzieren und dabei nicht auf implizite oder explizite Unterstützungsmechanismen (kostenlose Zuteilung von Emissionsberechtigungen des Emissionshandelssystems der Europäischen etc.) abstellen zu können.
 - Das Marktumfeld ist durch absehbar niedrige Commodity- (Brennstoff-, CO₂- u.a.) Preise gekennzeichnet. Daraus resultiert eine deutlich verringerte Ertragskraft der Strommengen- (Energy-only-) und Systemdienstleistungsmärkte. Diese Situation ist nicht primär auf die massiven Anteilsgewinne erneuerbarer Energien wie Sonne und Wind zurückzuführen, gleichwohl verstärken diese den latent vorhandenen Trend in Richtung (zu) niedriger Ertragspotenziale massiv.
 - Die Erreichung der im Kontext der Energiewende gesetzten Klimaziele und das mit den Beschlüssen des Pariser Klimagipfels entstandenen Anforderungen für das Ambitionsniveau der deutschen Klimapolitik machen nicht nur Investitionen in die neuen Elemente des Stromsystems notwendig, sondern erfordern auch die aktive Gestaltung der entsprechenden Desinvestitionsprozesse („Managed Coal Decline“). Angesichts der Tatsache, dass knappheitsbedingte CO₂-Preise ohne massive Spekulationsabschläge im Kontext der bisher absehbaren Reformschritte für das Emissionshandelssystem der Europäischen Union (EU ETS) erst in der zweiten Hälfte der 2020er Jahre zu erwarten sind, werden für die Erreichung der Klimaschutzziele zumindest für die Zielhorizonte 2020 und 2030 komplementäre Maßnahmen zur Zielerreichung notwendig.
- (2) Vor diesem Hintergrund muss ein auch längerfristiges Strommarktdesign eine Reihe unterschiedlicher Funktionen erfüllen (Abbildung 1):
- die Koordination aller (!) Systemelemente über die Preissignale des Energy-Only-Marktes und der Systemdienstleistungsmärkte: für die konventionellen Erzeugungsoptionen ist diese Koordination über eine einheitliche Abrufreihenfolge (Merit-Order) auf Basis der kurzfristigen Grenzkosten im aktuellen Marktarrangement hinreichend umgesetzt, für die erneuerbaren Energien fehlen die entsprechenden Anreize im Kontext des Erneuerbare-Energien-Gesetzes (EEG) auch unter Maßgabe der gleitenden Marktprämie sehr weitgehend, für andere Flexibilitätsoptionen (Nachfrageflexibilität, Speicher) verbleiben durch die aktuellen Modelle der Infrastrukturbepreisung sowie der Abgabe- und Umlagemechanismen erhebliche Verzerrungen;
 - die Refinanzierung aller Investitionen für Erzeugungs- sowie nachfrage- und angebotsseitiger Flexibilitätsoptionen: hier existiert mit den Finanzierungsmechanismen des EEG ein robuster und risikoarmes Modell, für alle anderen Teile des Systems, die nicht durch spezifische Mechanismen finanzierungsseitig flankiert werden (Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz etc.) verbleiben nur Einkommensströme mit sehr hoher Risikoprofil;

- eine Regulierung der (Netz-) Infrastrukturen, die notwendigen Investitionen absichert: im Bereich der Übertragungsnetze existiert ein in erheblichem Umfang Investitionen beförderndes Modell, für Verteilnetze verbleiben im Kontext der Anreizregulierung erhebliche Einordnungsunterschiede;
- eine Bepreisung der (Netz-) Infrastrukturen, die den systemdienlichen Betrieb und die systemdienliche Auslegung aller Erzeugungs- und Flexibilitätsoptionen anreizt: die sehr weitgehend durchsatzorientierte („Kilowattstunden“-) Bepreisung von Entgelten, Steuern, Abgaben und Umlagen erweist sich ohne spezifische (Ausnahme-) Regelungen in zunehmendem Maße als Hindernis für Flexibilitätsoptionen aller Art.

Abbildung 1: Elemente eines zukünftigen Strommarktdesigns für ein nachhaltiges Stromsystem



Quelle: Öko-Institut

(3) Die Diskussionen um das zukünftige Strommarktdesign sowie die mit dem Entwurf des Strommarktgesetzes diesbezüglich vorgesehene (vermeintliche) Grundsatzentscheidung zugunsten des sog. Energy-only-Marktes 2.0 bzw. gegen jegliche (explizite) Kapazitätsmarkt-Modelle haben die Frage der Investitionsrefinanzierung als Schlüsselfrage der Strommarkt-Transformation deutlich unterbewertet bzw. ausgesprochen inkonsistent behandelt

- Im Bereich der Erzeugungsoptionen auf Basis erneuerbarer Energien wird auf langfristige vereinbarte Einkommensströme auf konstantem Niveau abgestellt (nach welchem Verfahren diese auch immer bestimmt werden), da Marktunsi-

cherheiten und die damit entstehenden Risikoaufschläge als unakzeptabel für Investoren und Stromkunden eingestuft werden.

- Im Bereich aller anderen Optionen des Stromsystems (von konventionellen Bestands- und Neubaukraftwerken über Nachfrageflexibilität bis hin zu Speichern) wird postuliert, dass sich diese Investitionen in ihrer gesamten Breite über die Strommarkterlöse aus sehr hohen Knappheitspreisen refinanzieren lassen. Die Investitionsfinanzierung soll sich danach aus marktlichen Extremsituationen ergeben (also letztlich v.a. durch Marktmacht ermöglichte Preisspitzen in Knappheitssituationen, die sich unter den Bedingungen des kontinentaleuropäischen Marktes nur sehr schwer vorhersehen lassen und auch nicht dauerhaft eintreten können) und ohne längerfristig berechenbare Einkommensströme¹ möglich werden.

Diese Diskrepanz ökonomischer Grundüberzeugungen bzw. die Asymmetrie zwischen der Bewertung von Risiken für regenerative Erzeugungsoptionen ggü. Neubaukraftwerken, investitions- oder fixkostenbehafteter Nachfrageflexibilität und Speichern ist keiner Weise nachvollziehbar.

(4) Die zur Unterstützung des mit dem Strommarktgesetz geplanten Grundansatzes herangezogenen Argumentationen sind dabei durchweg auf der Grundlage ökonomischer Grundüberzeugungen und fragwürdiger Modellannahmen (perfekte Voraussicht aller Marktakteure, für Deutschland relativ komfortable Entwicklungen in den europäischen Nachbarstaaten, vergleichsweise günstiges Brennstoff-, CO₂- und Strommarktumfeld etc.) verblieben und empirisch nach wie vor nicht fundiert. Die Tatsache, dass inzwischen selbst in Jurisdiktionen, deren Marktarrangements dem Energy-only-Markt in erheblichem Ausmaß verpflichtet sind (und für die – z.B. in Texas – knappheitsbedingte Preisspitzen wegen der klimabedingten Sommerspitzen und der relativ geringen Vermaschung mit Nachbarsystemen deutlich berechenbarer sind als im kontinentaleuropäischen Markt), die Investitionsrefinanzierung über vom Regulierer erzeugte Preisspitzen (die sog. Operating Demand Response Curves) abgesichert werden müssen², zeigt, dass die Hypothese der ausreichenden Investitionsrefinanzierung über Extremsituationen im (Koordinations-) Markt für Strommengen empirisch nicht gedeckt ist und auch in der internationalen Debatte zunehmend in Frage gestellt wird (IEA 2016, de Sisternes/Parsons 2016, Öko-Institut/LBD 2015, LBD/Öko-Institut 2015).

(5) Trotz der deklamatorischen Grundsatzentscheidung für eine alleinige Refinanzierung der notwendigen Investitionen über den Strommengen- (Energy-only-) Markt bzw. die Systemdienstleistungsmärkte bleibt das mit dem Strommarktgesetz geplante

¹ Die zumindest deklamatorische Annahme, dass Risikobegrenzungen durch längerfristig berechenbare Einkommensströme für alle Systemelemente jenseits der Erzeugungsanlagen auf Basis erneuerbarer Energien unnötig sind, bildet eine Gemeinsamkeit zwischen dem Ansatz des Energy-only-Markts 2.0 und dem von Teilen der Energiewirtschaft vorgeschlagenen Dezentralen Leistungsmarkt (DLM), der erkennbar die Finanzierung bestehender Kraftwerkskapazitäten und weniger die eigentliche Zukunfts-Herausforderung, die Refinanzierung von Investitionen in der gesamten Breite der Komplementäroptionen zu den erneuerbaren Energien in den Blick nimmt.

² Die IEA (2016) spricht hier in ihrer neuesten Analyse von „Pricing reliability on behalf of consumers“ im Unterschied zu Kapazitätsmarktmodellen („Creating a safety net“). Beide bewirken regulativ initiierte Einkommensströme zur Investitionsrefinanzierung für Versorgungssicherheits- bzw. Flexibilitätsoptionen und stellen so Mechanismen jenseits des in Deutschland verfolgten Grundansatzes dar.

Marktarrangement bei näherer Betrachtung inkonsistent, da eine Vielzahl unterschiedlicher Mechanismen zur Refinanzierung fixer Betriebskosten oder von Investitionskosten verbleibt bzw. sogar noch neu geschaffen wird:

- Stilllegungsverbot und Vergütung der entsprechenden Anlagen (zuk. § 13c EnWG);
- Netzreserve (zuk. 13d EnWG)
- Kapazitätsreserve (zuk. § 13e EnWG)
- systemrelevante Gaskraftwerke (zuk. § 13f EnWG)
- Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlekraftwerke (zuk. § 13g EnWG)
- abschaltbare Lasten (§ 13 Abs. 6 Satz 1 EnWG)
- Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG) für Bestands- und Neuanlagen
- Förderprogramm Stromspeicher

Letztlich und bei genauerer Betrachtung ist die mit dem Strommarktgesetz vorgesehene Grundsatzentscheidung *keine* Entscheidung für ein Strommarktarrangement, in dem Investitionen über Volatilitäten im Strommengen- (Energy-only-) Markt refinanziert werden und auf Kapazitätsmechanismen *verzichtet* werden kann. Vielmehr wird eine Entscheidung für ein umfangreiches und sich zukünftig wohl noch weiter ausweitendes Bündel³ von unterschiedlichen und in ihrer Komplexität zunehmend unübersichtlich werdenden und zumindest teilweise willkürlichen, expliziten oder impliziten⁴ Kapazitätsmechanismen getroffen, mit denen die Refinanzierungslücke für fixe Betriebs- bzw. Investitionskosten geschlossen werden müssen. Der mit dem Strommarktgesetz verfolgte Grundansatz erweist sich damit zumindest in der längerfristigen Perspektive als Fehlstrategie.

(6) Dessen ungeachtet bildet die Stärkung der Strommengen- und Systemdienstleistungsmärkte zur Verbesserung der Koordinationsfunktion des zukünftigen Strommarktes einen wichtigen Teil des notwendigen, aber eben noch nicht hinreichend gestalteten Strommarktdesigns. Ob und inwieweit die mit dem Strommarktgesetz bzw. den entsprechenden untergesetzlichen Regelungen oder Aufgabenzuweisungen vorgesehenen Maßnahmen die Balance zwischen

- erstens der Erhöhung der Bilanzkrestreue durch hohe Verfehlungskosten (d.h. vor allem die durchgängige Erhöhung der Kosten für die Ausgleichsenergie)
- zweitens der Verursachergerechtigkeit der geplanten Kostenüberwälzung und
- drittens den verkraftbaren Risiken gerade für kleine Bilanzkreisverantwortliche

³ Vgl. hierzu die in der Stellungnahme des Bundesrates zum Strommarktgesetz vom 18. Dezember 2015 aufscheinenden Forderungen zur Finanzierung von Stromspeichern.

⁴ Unter impliziten Kapazitätsmechanismen werden Sonderregelungen im Bereich der Infrastrukturbeziehung, Umlagen etc. verstanden, die letztlich auf die Refinanzierung von Investitionen oder fixen Betriebskosten abzielen und damit wirkungsgleich zu expliziten Kapazitäts-Bepreisungsmechanismen sind.

einhalten werden kann, wird sich erst im Zuge der praktischen Umsetzung erweisen und ist im besten Fall empirisch schwach belegt bzw. fraglich und im schlechtesten Fall unplausibel.

(7) Vor dem Hintergrund des steigenden Flexibilisierungsbedarfs ist auch darauf hinzuweisen, dass allein die Erschließung einer besseren Koordinationsfunktion des Energy-only-Marktes (unbeschadet der hier bezweiferten Rolle für die Refinanzierung von Investitionen) erhebliche Flankierungen in anderen Regelungsbereichen notwendig macht, die nach Einschätzung des Unterzeichners wie folgt aussehen sollten:

- Abschaffung der Stromsteuer (und zumindest aufkommensneutrale Erhöhung der Heizenergiesteuern für Heizöl und Erdgas entsprechend ihres CO₂-Gehaltes – auch zur Verbesserung der Sektorkopplung und Flankierung der KWK);
- Dynamisierung der Netznutzungsentgelte;
- Dynamisierung der Konzessionsabgabe;
- Dynamisierung der verschiedenen Umlagen (EEG, KWKG etc.).

(8) Für das zukünftige Strommarktdesign, das eine nachhaltige ökonomische Basis für das zukünftige Stromsystem (in der Gesamtheit von preisbasierter Koordinationsfunktion und Refinanzierungsfunktion für Investitions- und andere fixe Kosten) erfordert auch die Berücksichtigung neuer Akteure bzw. deren Notwendigkeit. Der bisherige Fokus auf technische Flexibilitätsoptionen wird der großen Vielfalt des Flexibilitätsbedarfs nicht gerecht. Eine große Rolle für die kosteneffiziente Bereitstellung von Flexibilität wird dabei den sog. Aggregatoren zukommen (müssen). Nicht zuletzt vor dem Hintergrund der Tatsache, dass mit der Grundausrichtung des Strommarktgesetzes das Produkt Flexibilität nicht explizit vom Produkt Strommengenlieferung getrennt wird, wird eine Einordnung der Funktionalität eines Aggregators im Strommarktgesetz notwendig. Hierzu ist es nötig

- die Rolle des Aggregators im Strommarkt gesetzlich zu bestimmen,
- Aggregatoren den Zugang zu *allen* Systemdienstleistungsmärkten zu ermöglichen (für Kapazitätsmärkte wäre ihre Rolle in jedem Fall evident, auch würden explizite Kapazitätzahlungen der Aggregation einen erheblichen Schub verleihen – vgl. NERA 2013);
- die monetären bzw. energieseitigen Kompensationsmechanismen zwischen Lieferanten und Aggregatoren von vornherein gesetzlich und regelbasiert zu definieren und nicht auf die Ebene transaktionskostenintensiver bilateraler Verhandlungen zu belassen.

Der bisherige Entwurf des Strommarktgesetzes erfüllt diese Anforderungen allenfalls ansatzweise.

(9) Das Vorhaben, über Stilllegungsprämien für alte Braunkohlenkraftwerke (die sog. Sicherheitsbereitschaft entsprechend dem zuk. §13g EnWG) Emissionsminderungen für den deutschen Stromsektor zu erzielen, wird umweltseitig mit hoher Sicherheit

eine im Vergleich zur Referenzprojektion zusätzliche Emissionsminderung von über 10 Mio. t CO₂ für das Jahr 2020 erbringen können. Die hohen Unsicherheiten, die mit entsprechenden Verhandlungslösungen in einem sich deutlich verändernden Marktumfeld verbunden sind⁵, führen aber zu erheblichen Ineffizienzen bzw. Kosteneffekten. Ob und inwieweit die mit der Sicherheitsbereitschaft für Braunkohlenkraftwerke faktisch vorgenommene Ablösung des „Polluter-pays-Principle“ durch das „Polluter-profits-Principle“ nachhaltig sein kann, darf zumindest bezweifelt werden. In jedem Fall wird mit den Regelungen des zuk. § 13g EnWG kein Modell geschaffen, dass die zumindest für eine Dekade ausfallende Wirkung des EU ETS für Desinvestments im Bereich des CO₂-intensiven Kapitalstocks kompensieren kann. Hier werden andere (Bepreisungs-) Ansätze, die die vorgesehene Einführung der Marktstabilitätsreserve ergänzen (CO₂-Mindestpreise, modernisierungsorientierte Mindestpreise wie der Klimabeitrag etc.) nochmals bzw. neu diskutiert werden müssen.

Literaturhinweise

de Sisternes, F., Parsons John E. (2016): The Impact of Uncertainty on the Need and Design of Capacity Remuneration Mechanisms in Low-Carbon Power Systems. Massachusetts Institute of Technology, February 18, 2016.

International Energy Agency (IEA) (2016): Re-powering Markets. Market design and regulation during the transition to low-carbon power systems. Paris.

LBD Beratungsgesellschaft, Öko-Institut (2015): Kritik am Konzept des irreversiblen EOM 2.0. Bericht für das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg und das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie, Berlin, 31.08.2015.

NERA Economic Consulting (NERA) (2013): Effective Use of Demand Side Resources: The Continued Need for Availability Payments. New York, October 23, 2013.

Öko-Institut, LBD Beratungsgesellschaft (2015): Die Leistungsfähigkeit des Energy-only-Marktes und die aktuellen Kapazitätsmarkt-Vorschläge in der Diskussion. Kommentierung und Bewertung der Impact-Assessment-Studien zu Kapazitätsmechanismen im Auftrag Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie sowie die Einordnung des Fokussierten Kapazitätsmarktes. Bericht für das Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft Baden-Württemberg und das Bayerische Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie, Berlin, Februar 2015.

⁵ Die aktuelle bzw. aktuell absehbare Ertragssituation der entsprechenden Kraftwerksblöcke unterscheidet sich deutlich und unübersehbar von derjenigen, die der mit dem Strommarktgesetz vorgesehenen Vergütung zugrunde gelegt wurde.