

HINTERGRUNDPAPIER

# Strommarktdesign: Thesen zu unterschiedlichen Reformoptionen

Amani Joas und Swantje Küchler

## ZUSAMMENFASSUNG

Ein Marktdesign für die Energiewende sollte die Erzeugung und den Verbrauch aus erneuerbaren Energien, Speichern, Lastmanagement und konventionellen Back-up-Kraftwerken preisgesteuert und wettbewerblich in Einklang bringen. Nach Einschätzung einiger Gutachter und des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (BMWi) ist der Energy-Only-Markt (EOM 2.0) grundsätzlich in der Lage, dieses Ziel zu erreichen. **Demgegenüber sind umfassende Kapazitätsmärkte abzulehnen, da sie unsozial, unökologisch und unnötig sind.** Die Option eines fokussierten Kapazitätsmarkts ist eine mögliche Alternative und sollte näher geprüft werden. Falls sich in der nächsten Dekade herausstellen sollte, dass ein EOM 2.0 - womöglich in Verbindung mit einer strategischen Reserve - nicht in der Lage ist, ausreichend Investitionen in flexible Kapazitäten anzureizen, sollten hierfür ausgereifte Konzepte vorliegen. Dies bleibt jedoch abzuwarten, da es mittelfristig keine Versorgungsprobleme gibt.

In der Zwischenzeit sollten jedoch die Weichen richtig gestellt werden, um Fehlentwicklungen zu vermeiden. Insbesondere sollte vermieden werden, dass Kapazitäten von flexiblen Gaskraftwerken stillgelegt werden, bzw. dass neue Kohlekraftwerke ans Netz gehen. Hierzu wäre eine Stärkung des EU-Emissionshandels (EU-EHS) ein wichtiger Schritt.

Ein neues Strommarktdesign kann nur funktionieren, wenn richtige Preissignale das Verhalten von Produzenten und Verbrauchern steuern. **Derzeit verhindern jedoch umweltschädliche Subventionen und eine mangelnde Internalisierung externer Kosten das Zustandekommen kostenwahrer und somit effizienter Preise.** Subventionen für fossile Energieträger sollten schnellstmöglich abgebaut werden. Sobald diese Kosten der fossilen Stromerzeugung verursachergerecht angerechnet werden, kann sich ein subventionsfreies und nachhaltiges Stromsystem aufgrund des Wettbewerbsvorteils erneuerbarer Energien etablieren. Bis zu einer ambitionierten Reform des Emissionshandels müssen **flankierende nationale Instrumente** dafür sorgen, dass CO<sub>2</sub>-intensive Kraftwerke sukzessive aus dem Markt genommen werden.

## INHALT

1	Einleitung: Brauchen wir ein neues Strommarktdesign? .....	2
2	Optionen für den Strommarkt: Stand der Debatte um EOM und Kapazitätsmärkte .....	2
2.1	Energy-only-Markt (EOM) .....	3
2.2	Kapazitätsmärkte .....	7
3	Ein neues Marktdesign durch „wahre Preise“ .....	11
3.1	Reformvorschläge für mehr Kostenwahrheit auf dem Strommarkt .....	13
3.2	Zeitliche Einordnung .....	14

## 1 Einleitung: Brauchen wir ein neues Strommarktdesign?

Im Jahr 2015 wird eine wichtige Weiche für den weiteren Verlauf der Energiewende gestellt: Die Architektur eines Strommarktes, der die Erzeugung und den Verbrauch von Strom effizient, sicher und umweltverträglich steuern soll. Aus heutiger Sicht ist es unklar, ob der bestehende Energy-only-Markt (EOM) langfristig Versorgungssicherheit garantieren kann. Aus diesem Grund stehen ein neues Strommarktdesign und die Einführung eines Kapazitätsmarktes zur Diskussion. Das BMWi (2014) hat dazu im Oktober 2014 ein Grünbuch vorgelegt, das die Problemfelder beschreibt und Lösungsmöglichkeiten nennt.

Im Kraftwerkspark der Zukunft werden fluktuierende Erneuerbaren Energien (fEE) konventionelle Kraftwerke zunehmend verdrängen und die Stromproduktion dominieren. Für Zeiträume, in denen Wind und Sonne jedoch nicht ausreichend Energie liefern, um die gesamte Nachfrage zu decken, sind steuerbare Kapazitäten notwendig, um die Lücke zu schließen. Diese Aufgabe können flexible konventionelle Kraftwerke, Nachfrageflexibilität (Lastmanagement) und Speicher übernehmen. Mit zunehmendem Zubau von EE werden konventionelle Kapazitäten jedoch immer weniger Stunden im Jahr zum Einsatz kommen. Demnach stellt sich die Frage, ob und in welcher Form solche Reservekapazitäten explizit für die Bereitstellung von Leistung bezahlt werden, oder ob sie sich in Momenten der Knappheit über die dann hohen Strompreise finanzieren können.

**Das folgende Papier diskutiert verschiedene Varianten für die Architektur eines neuen Strommarktes und plädiert für die Optimierung des vorhandenen Marktdesigns.** Um eine effiziente, sichere und umweltverträgliche Stromversorgung zu erreichen, müssen Subventionen schrittweise abgebaut und die Folgekosten den Verursachern vermehrt in Rechnung gestellt werden. Dies baut die heutigen Wettbewerbsverzerrungen ab und schafft wieder kostendeckende Preissignale.

## 2 Optionen für den Strommarkt: Stand der Debatte um EOM und Kapazitätsmärkte

Laut BMWi (2014) geht es bei der Architektur für einen zukunftsfähigen Strommarkt um folgende Frage:

*„Wie sollen das zukünftige Marktdesign und der Ordnungsrahmen für den Stromsektor aussehen, um bei steigenden Anteilen von Wind- und Sonnenenergie eine sichere, kosteneffiziente und umweltverträgliche Stromversorgung zu gewährleisten?“*

Als Antwort auf diese Frage werden zahlreiche Optionen diskutiert. **Die grundlegende Design-Frage ist dabei, ob das Vorhalten von Kraftwerkskapazitäten explizit vergütet werden sollte (Kapazitätsmarkt), oder ob Stromproduzenten weiterhin ausschließlich für die produzierte Kilowattstunde bezahlt werden sollten (Energy-only-Markt).**

Zur Veranschaulichung werden häufig zwei Analogien ins Feld geführt: Eine Kapazitätszahlung für Kraftwerke entspräche dabei der Zahlungsleistung an die Feuerwehr, die für die Bereitstellung einer Leistung und das potenzielle Eingreifen und eben nicht für jeden gelöschten Brand bezahlt wird (WiWo, 2014). Auf der anderen Seite wird argumentiert, dass z.B. ein Autohersteller seine Fabriken und Produktionskapazität nicht explizit vergütet bekommt, sondern diese durch den Verkauf des Endproduktes Auto finanziert. Damit trägt der Investor das Risiko, dass die Fabriken die Investitionskosten nicht decken, wenn er die Nachfrage für Autos falsch eingeschätzt hat.

Diese (teils hinkenden) Vergleiche verdeutlichen die kritischen Entscheidungspunkte zum zukünftigen Strommarktdesign. Grundsätzlich geht es um die Frage, ob ein optimierter Energy-only-Markt Versorgungssicherheit garantieren kann und Investitionen in selten genutzte, aber dennoch erforderliche Kapazitäten von den Marktakteuren getätigt werden. Leistet der EOM das nicht, besteht die Gefahr, dass keiner das Feuer löscht, wenn die Hütte brennt (also das Licht ausgeht); Leistet er das schon, besteht die Gefahr unnötige Subventionen (also „windfall profits“) an Hersteller zu zahlen.

Verschiedene Akteure und Institute sind bei dieser entscheidenden Frage unterschiedlicher Auffassung und haben daher auch unterschiedliche Konzepte und Vorschläge in die Diskussion gebracht. Abbildung 1 gibt einen Überblick über einige Vorschläge zur Einrichtung von umfassenden oder zentralen Kapazitätsmärkten (KM), zur Einführung einer Strategischen Reserve und zur Weiterentwicklung des EOM.

Abbildung 1: Optionen für ein zukünftiges Marktdesign

EOM 2.0	Strategische Reserve	Umfassender dezentraler KM	Umfassender zentraler KM	Fokussierter zentraler KM
r2b, Frontier economics	consentec, BDEW, ECOFYS, IAEW, BEE, Fraunhofer	BDEW, VKU	EWI	Öko-Institut, LBD- Beratungsgesellschaft, RAUE LLP

Quelle : Eigene Darstellung auf Basis von (r2b, 2014)

Im Folgenden werden die diskutierten Designvarianten kurz umrissen.<sup>1</sup> Hierbei geht es um einen Überblick über das Konzept und eine Einschätzung des FÖS anhand der Wertvorstellungen einer ökologisch-sozialen Marktwirtschaft. **Ein ökologisch-soziales Strommarktdesign sollte folgende Kriterien erfüllen:**

- Der Strommarkt bringt Angebot und Nachfrage **sicher** in Ausgleich und vermeidet unfreiwillige Verbrauchseinschränkungen.
- **Kostenwahre Preissignale** steuern den Verbrauch, die Erzeugung und Investitionen in neue Kapazitäten. Strompreise sollen möglichst effizient über den Markt bzw. aus Angebot und Nachfrage gesteuert werden.
- Neue **umweltschädliche Subventionen** werden möglichst vermieden und bestehende Subventionen werden abgebaut.
- Die **Transformation des Kraftwerksparks** von fossiler zu regenerativer Stromerzeugung wird effektiv vorangetrieben. Zur Erreichung der Klimaschutzziele sollten notwendige verbleibende konventionelle Kapazitäten möglichst niedrige spezifische CO<sub>2</sub>-Emissionen aufweisen.
- **Unsoziale Verteilungswirkungen** durch Mitnahmeeffekte und überhöhte Gewinne zu Lasten von Verbrauchern werden vermieden.

## 2.1 Energy-only-Markt (EOM)

### Funktionsweise

Im heutigen Marktdesign finanzieren sich konventionelle Kraftwerke überwiegend durch direkte Lieferverträge, sogenannte „Over-the-Counter“ (OTC) Verträge auf Terminmärkten und durch den Verkauf von Strom am Spotmarkt, also der European Energy Exchange EEX in Leipzig und der European Energy Exchange EPEX SPOT in Paris. Gehandelt wird ausschließlich das Produkt Strom (deshalb: Energy-only-Markt).

Neben elektrischer Arbeit (kWh) wird auch Leistung (kW) implizit vergütet. Der Begriff „Arbeit“ bezieht sich auf die verkaufte Energie während Leistung die Erzeugungskapazität, das heißt die Bereitstellung von Energie, beschreibt. Leistung wird derzeit explizit auf dem Regelleistungsmarkt und implizit in Optionsverträgen und in Absicherungsverträgen vergütet.

Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem sowie die sogenannte unbedingte Lieferverpflichtung für verkauften Strom geben Produzenten den Anreiz, für ihren verkauften Strom auch jederzeit ausreichend

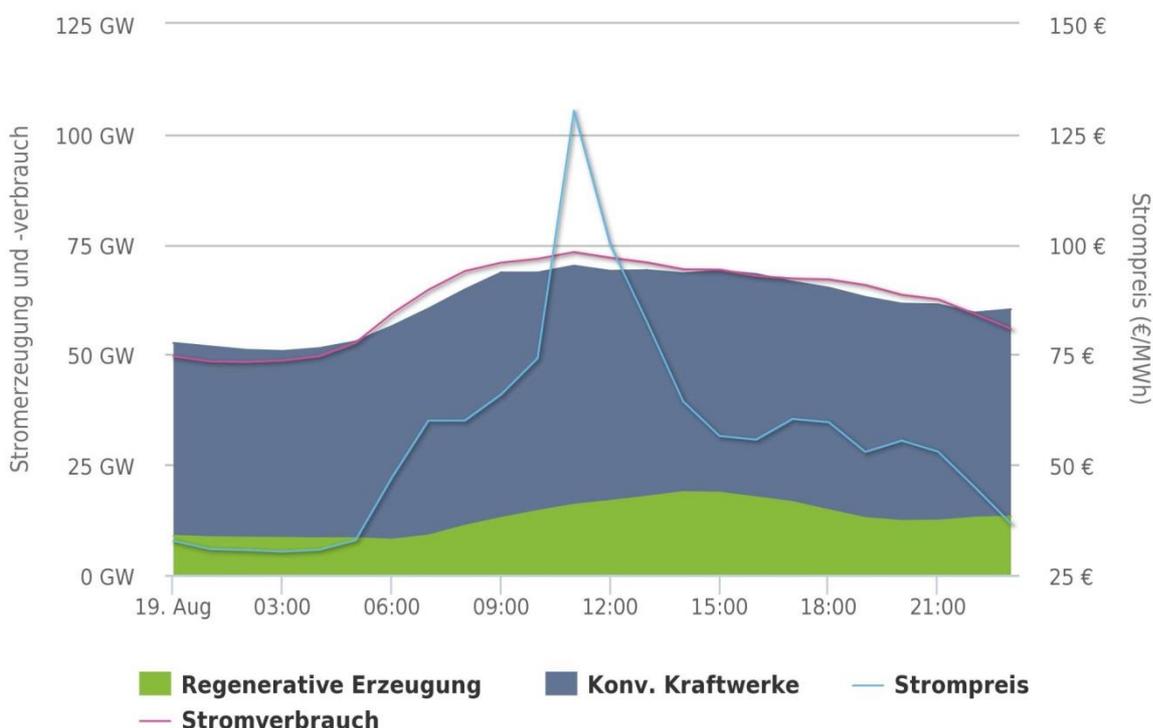
<sup>1</sup>

Es gibt eine Fülle an Studien, welche die verschiedenen Optionen im Detail beschreiben. Interessierten Lesern empfehlen wir das letzte Kapitel des „Grünbuch - Ein Strommarkt für die Energiewende“.

Erzeugungskapazität vorzuhalten (BMW, 2014).<sup>2</sup> Die Kosten für diese Bereitstellung von Erzeugungskapazitäten bilden sich demnach (implizit) in den Arbeitspreisen ab (r2b, 2014).

Die erzielbare Vergütung an der Strombörse hängt von den Grenzkosten des teuersten sich im Einsatz befindenden Kraftwerks ab (sog. Merit-Order). Der durchschnittliche Börsenpreis am Spotmarkt lag im Jahr 2014 bei rund 32 EUR/MWh und der Day-ahead Strompreis an der EPEX nie höher als 100 EUR/MWh. Grund für diese niedrigen Preise sind die derzeitigen Überkapazitäten von rund 60 GW für das für Deutschland relevante Strommarktgebiet, sowie die derzeit niedrigen CO<sub>2</sub> Preise (BMW, 2014). Die aktuellen Preise reichen nicht aus, um Kraftwerke wirtschaftlich zu betreiben, die nur selten zum Einsatz kommen. Zudem bestehen keine Anreize zum Neubau hocheffizienter Kraftwerke. Jedoch können sich in Zeiten der Knappheit theoretisch auch deutlich höhere Preise einstellen. Ein Beispiel für eine solche Situation war der 19. August 2013. An diesem Tag stellte sich am Day-ahead Markt für den Zeitraum von 11.00 - 12.00 Uhr ein Strompreis von 130 EUR/MWh Stunde ein (siehe Abbildung 3). Im sogenannten Intraday Handel wurden sogar Maximalgebote von bis zu 500 EUR/MWh gezahlt.

**Abbildung 2: Stromerzeugung, -Verbrauch und Strompreis am Day-ahead- Markt der EPEX**



Agora Energiewende; Stand: 02.02.2015, 13:30

Quelle: Agorameter für den 19.08.2013 (siehe: <http://www.agora-energiewende.de/service/aktuelle-stromdaten>)

Echte Knappheitssituationen liegen vor, wenn der gesamte Kraftwerkspark benötigt wird und mit voller Auslastung im Einsatz ist und die Nachfrage kurzzeitig das Angebot übersteigt. In solchen Knappheitssituationen müssen bestimmte Verbraucher bereit sein, ihre Nachfrage ab einem bestimmten Preis zu reduzieren bis Nachfrage und Angebot im Gleichgewicht sind. Solche Situationen kommen derzeit sehr selten vor und würden sich häufen, wenn Überkapazitäten abgebaut würden. In einer Situation, in der die Nachfrage den Preis setzt, würden Kraftwerke Margen erzielen, die deutlich über ihren Grenzkosten liegen (z.B. mehrere hundert EUR/MWh). Spitzenlastkraftwerke, Speicher oder flexible Verbraucher, die ihre Dienste

<sup>2</sup>

Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem sorgt zusammen mit Regelenergie für den Ausgleich im Stromsystem. Alle Erzeuger und Verbraucher sind verpflichtend in Bilanzkreisen erfasst (Bilanzkreispflicht). Auf Basis von Last- und Erzeugungsprognosen müssen ausgeglichene Fahrpläne angemeldet und eingehalten werden (Pflicht zur Bilanzkreistreue). Unvorhergesehene Fahrplanabweichungen werden durch Ausgleichsenergie abgerechnet (Ausgleichsenergiesystem). Dadurch werden Verletzungen von Lieferverpflichtungen bestraft.

nur selten anbieten können, müssten ihre Betriebs- und Deckungsbeiträge ausschließlich über diese Knappheitspreise in wenigen Stunden eines Jahres erwirtschaften. Wenn die Nachfrage ausreichend elastisch ist sollte ein EOM in der Lage sein für Versorgungssicherheit, also die Bereitstellung ausreichender Kapazitäten, zu sorgen.

## Probleme

Fraglich ist jedoch, ob die teils implizite Vergütung von Leistung und das potenzielle Auftreten hoher Knappheitspreise ausreichen, um ein akzeptables Maß an Versorgungssicherheit zu garantieren. In der ökonomischen Theorie ist diese Frage umstritten (siehe: Cramton & Ockenfels, 2012; Müsgens & Peek, 2011). Im Diskurs werden folgende Probleme genannt:

- **Stromnachfrage reagiert kaum auf Preisschwankungen:** In „normalen“ Produktmärkten reagiert die Nachfrage auf Preisänderungen. Wenn das Angebot knapp wird, steigen Preise und die Nachfrage sinkt (sog. Preiselastizität). Im Strommarkt funktioniert dieser Effekt derzeit nur bedingt, da ein Großteil der Stromkunden in der Regel zu allen Zeiten den gleichen Preis pro Kilowattstunde bezahlen und demnach keinen Anreiz haben, ihre Nachfrage in Zeiten der Knappheit zu reduzieren. Wenn Strom knapp ist, könnten sich theoretisch sehr hohe Preise von mehreren tausend Euro pro MWh einstellen.<sup>3</sup> Um unfreiwillige Abschaltungen zu vermeiden, müsste es in solchen Situationen ausreichend Verbraucher geben, die bereit sind ihre Nachfrage aufgrund der hohen Preise zu reduzieren, so dass Nachfrage und Angebot im Gleichgewicht sind. Für einen funktionierenden EOM der Zukunft ist somit entscheidend, dass Verbraucher Preissignale erhalten und ihren Konsum an die vorhandene Energiemenge anpassen.
- **Das Missing-Money-Problem:** Aufgrund vorhandener Überkapazitäten im Strommarkt liegen die Strompreise an der Strombörse derzeit auf einem niedrigen Niveau. Die Preise sind zu niedrig, um neue Investitionen in Kraftwerke anzureizen. Das Missing-Money-Problem beschreibt demnach eine Marktsituation, in der vorhandene Kraftwerke zwar effizient betrieben werden, notwendige Investitionen in neue Kraftwerkskapazitäten aber ausbleiben. Um neue flexible Kraftwerke, Speicher und Demand-Side Management (DSM) zu finanzieren, müssen Investoren aber zukünftig in wenigen Einsatzstunden hohe Deckungsbeiträge erwirtschaften können. Für eine wirtschaftliche Investition in ein Gaskraftwerk müsste dieses an etwa 50 Stunden im Jahr Strom zu Preisen von 1.000 EUR/MWh verkaufen (Agora Energiewende, 2013). Das Auftreten von Knappheit ist von vielen Faktoren abhängig und aus Sicht eines Investors schwierig abzuschätzen. Demnach müssen sich Investoren risikobereit zeigen und Finanzierungsmodelle entwickeln, um sich aus volatilen Preisen zu finanzieren.
- **Ausnutzung von Marktmacht:** Sollte es zu Knappheitssituationen kommen, besteht die Sorge, dass Anbieter Marktmacht ausüben und überhöhte Gewinne erzielen, indem sie Leistung zurückhalten und dadurch den Preis weiter in die Höhe treiben. Diese Praxis ist nach dem geltenden kartellrechtlichen Missbrauchsverbot untersagt. Es müsste jedoch sichergestellt werden, dass diese Regeln im Ernstfall auch eingehalten werden. Da Marktmachtstendenzen in den letzten Jahren rückläufig sind (BMWi, 2014), ist diese Gefahr wohl überschaubar.
- **Regulatorisches Risiko:** Um das Missing-Money Problem zu lösen, müssen sich Investoren darauf verlassen können, dass sich hohe Knappheitspreise einstellen. Eine große Sorge ist, dass die Politik oder Behörden in Knappheitssituationen intervenieren und Preise beschränken. Die gesellschaftliche Akzeptanz hoher Preisspitzen und den damit verbundenen Gewinnmargen ist fraglich, obwohl sich diese Preisspitzen nur minimal auf durchschnittliche Verbraucherstrompreise auswirken würden (r2b, 2014). Außerdem besteht in Zeiten der Knappheit der Verdacht, dass einige Unternehmen ihre Marktmacht ausnutzen, was die gesellschaftliche Akzeptanz zusätzlich gefährdet. Politiker müssten demnach der Kritik an zeitweise hohen Strompreisen widerstehen und von jeglichen Preiskontrollen absehen. Sonst würden nicht ausreichend hohe Deckungsbeiträge erwirtschaftet und notwendige In-

<sup>3</sup>

Derzeit liegt der durchschnittliche Börsenpreis am Day-Ahead Spotmarkt bei rund 32 EUR/MWh. Auf dem Intraday Markt stellten sich 2014 vereinzelt Preissenken und -spitzen zwischen -125 EUR /MWh und 300 EUR/MWh ein.

vestitionen in flexible Kapazitäten ausbleiben, solange Investoren von politischen Preisinterventionen ausgehen.

- **Stromknappheit und Überkapazitäten:** Der deutsche und europäische Erzeugungsmarkt ist derzeit **nicht von Knappheit sondern von Überkapazitäten geprägt**. Das BMWi spricht von 10 GW Kraftwerkskapazitäten, die in Deutschland nicht zur Lastdeckung nötig sind und für den Export zur Verfügung stehen.<sup>4</sup> In dem für Deutschland relevanten Strommarktgebiet (als Teil des europäischen Strommarkts) ist von 60 GW verbleibender Leistung<sup>5</sup> und somit von erheblichen Überkapazitäten in den nächsten Jahren die Rede (BMWi, 2014; ENTSO-E, 2014; ÜNB, 2014). Folglich ist eine Marktbereinigung und der damit verbundene Abbau von unflexiblen und klimaschädlichen Überkapazitäten sinnvoll. Erst wenn dies geschieht, kann der Markt Knappheit signalisieren und dadurch Investitionen anreizen (DIW, 2014b).

Die Lage in Süddeutschland ist hiervon getrennt zu betrachten. Aufgrund des Kernenergieausstiegs und der Tatsache, dass erneuerbare Kapazitäten (z.B. Windenergieanlagen) vor allem im Osten und Norden der Republik entstehen, gibt es Netzengpässe, die die Versorgung in Süddeutschland erschweren. Somit existiert derzeit ein Überangebot an Strom im Norden und ein Defizit im Süden des Landes. Der **gezielte Netzausbau** kann dieses Problem beheben.

### Lösung: „EOM 2.0“

Das BMWi stellt im „Grünbuch“ sogenannte „Sowieso Maßnahmen“ vor, die geeignet sind, einige der oben genannten Probleme zu beheben und einen optimierten sogenannten „EOM 2.0“ zu schaffen. Zunächst sollen Marktpreissignale für Erzeuger und Verbraucher gestärkt werden. Hierzu müssen die Spot- und Regelleistungsmärkte weiterentwickelt und die Bilanzkreisverantwortung gestärkt werden. Außerdem sollen Netzentgelte und staatlich veranlasste Preisbestandteile optimiert werden, um systemdienliche Erzeugung und Verbrauch zu fördern (siehe hierzu: BEE, 2015). Dabei sollten Systemkosten verursachergerecht verteilt und in Preisen abgebildet werden. Diese Maßnahmen fördern Flexibilität im Stromsystem und erhöhen damit auch die Preiselastizität der Stromnachfrage. Für einen funktionstüchtigen EOM 2.0 ist eine flexible Nachfrage und Lastmanagement entscheidend, sowohl bei industriellen Verbrauchern als auch langfristig bei privaten Haushalten. Um Versorgungsengpässe zu vermeiden, müssen Stromnetze ausgebaut und intelligent gestaltet werden. In Süddeutschland werden zunächst Reservekraftwerke vorgehalten, bis der Netzausbau diese weitgehend überflüssig macht. Eine Intensivierung des europäischen Stromhandels verspricht ebenfalls einen Zugewinn an Versorgungssicherheit und Effizienz.

Durch diese Maßnahmen soll in den nächsten Jahren ein EOM 2.0 entwickelt werden, der die Rahmenbedingungen für einen effizienten Abbau von Überkapazitäten und die Möglichkeit von Knappheitspreisen für den Aufbau einer flexiblen und intelligenten Stromerzeugung um die Erneuerbaren Energien schafft. Die Notwendigkeit dieser Reformen wird von uns und der Mehrheit der relevanten Stakeholder akzeptiert. Jedoch bezweifeln die Befürworter von Kapazitätsmärkten, dass diese Maßnahmen ausreichen, um den systemdienlichen Umbau des Stromsystems und ein ausreichend hohes Maß an Versorgungssicherheit zu garantieren.

#### 2.1.1 Kapazitätsmechanismus: Strategische Reserve

##### Funktionsweise

Die strategische Reserve ist ein Kapazitätsmechanismus und kann den EOM unterstützen, indem sie **Backup Kraftwerke zur Sicherheit der Stromversorgung** bereitstellt. Kraftwerke in einer solchen Reserve würden unabhängig von ihrer Produktion Kapazitätzahlungen erhalten, dürften aber NICHT länger am Strommarkt teilnehmen. Diese Kraftwerke erhalten eine Kapazitätzahlung und werden je nach Ausgestaltung,

<sup>4</sup> Mit rund 33 Terawattstunden (TWh) hat der deutsche Nettostromexport 2013 einen neuen Rekordwert erreicht (AGEB).

<sup>5</sup> Die Differenz aus der gesicherten Leistung und der Jahreshöchstlast ergibt die verbleibende Leistung.

zum Beispiel von den Übertragungsnetzbetreibern nur dann eingesetzt, wenn dies zum Ausgleich von Angebot und Nachfrage notwendig ist (also nur in extremen Knappheitssituationen). Der Grund für eine Abkopplung vom Strommarkt ist, dass die strategische Reserve das Marktgeschehen und vor allem das Zustandekommen von Knappheitspreisen nicht beeinträchtigen soll. Damit bleiben Investitionsentscheidungen und die Preisbildung am Strommarkt weitgehend unberührt. Die **strategische Kapazitätsreserve kann in Verbindung mit einem optimierten EOM 2.0 die Versorgungssicherheit verbessern**. Sie ist jedoch nur als Brückenlösung zu verstehen, nach der entweder ein Kapazitätsmarkt eingeführt oder abgeschafft wird, sobald der EOM 2.0 seine Funktionsfähigkeit bewiesen hat.

Die strategische Reserve kann demnach mit der heutigen Regelleistung verglichen werden, die nur zum Einsatz kommt, nachdem alle Marktgeschäfte abgeschlossen wurden. Somit dient die strategische Reserve ausschließlich der Absicherung der Versorgungssicherheit. Kommt die strategische Reserve zum Einsatz, sollten Bilanzkreisverantwortliche, die ihre Lieferverpflichtung verletzt haben, die Einsatz- und Bereitstellungskosten der strategischen Reserve möglichst übernehmen.

### Vorteile

Die strategische Reserve **sichert die Versorgung** und hat den Vorteil, dass man sie leicht und schnell umsetzen kann und dass dieser Eingriff **reversibel** ist, wenn sich herausstellt, dass der EOM 2.0 langfristig auch ohne eine Reserve auskommt. Ferner können klimaschädliche aber funktionstüchtige Kraftwerke, die dem Umbau des Stromsystems im Wege stehen, aber womöglich in Einzelsituationen zur Absicherung der Versorgung notwendig sind, in die strategische Reserve überführt werden. Dadurch könnte der Umbau des Kraftwerksparks auch sozialverträglicher gestaltet werden, da hierdurch Arbeitsplätze kurzfristig bestehen bleiben. Die Klimaverträglichkeit dieser Kraftwerke ist nicht entscheidend, da die Kraftwerke nur in Ausnahmesituationen zum Einsatz kommen. Anders als beim zentralen und dezentralen umfassenden Kapazitätsmarkt wird **die ökologische Transformation** des Kraftwerksparks durch die strategische Reserve nicht behindert.

Die strategische Reserve ist ein optimales Modell, um die Funktionsfähigkeit eines EOM 2.0 als Finanzierungsmodell für neue Investitionen zu **testen**, ohne dabei die Versorgungssicherheit zu gefährden (DIW, 2014d).

### Nachteile

Die strategische Reserve ist per Definition **ineffizient**, da sie Kraftwerke einsatzbereit hält, die im Idealfall niemals zum Einsatz kommen. Dies verursacht zusätzliche Systemkosten. Jedoch halten sich diese Kosten im Rahmen und können als Zahlung für ein hohes Maß an Versorgungssicherheit vorübergehend akzeptiert werden.

### Fazit

Die strategische Reserve ist als Brückeninstrument geeignet, um ein neues Marktdesign zu entwickeln. In dieser Übergangsphase ist ein hohes Maß an Versorgungssicherheit insbesondere für die Außenwirkung der Energiewende entscheidend. Dieses kann die strategische Reserve mit überschaubaren Zusatzkosten garantieren und gleichzeitig Marktakteuren Zeit verschaffen, um in die Funktionsweise eines zunehmend flexiblen EOM 2.0 hineinzuwachsen.

## 2.2 Kapazitätsmärkte

Ein Kapazitätsmarkt ist nötig, wenn ein optimierter Energy-only-Markt nicht in der Lage ist, langfristig Investitionen anzureizen und ausreichend Leistung vorzuhalten. In einem Kapazitätsmarkt wird die Bereitstellung von Leistung explizit vergütet. Die Kosten für diesen zweiten Zahlungsstrom werden über eine Kapazitätsprämie auf Verbraucher umgelegt. Kapazitätsmärkte können ein höheres Maß an Versorgungssicherheit garantieren, als ein reiner Strommarkt für elektrische Arbeit. **Ob dieses zweite Marktsystem neben dem EOM notwendig ist oder ob es sich hierbei um eine ineffiziente und unnötige Intervention handelt, ist strittig.**

Es gibt mehrere Optionen für die Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten. Im „zentralen“ (umfassenden und fokussierten) Kapazitätsmarkt bestimmt der Regulierer ein bestimmtes Maß an notwendigen Kapazitäten, die dann in einem wettbewerblichen Verfahren ausgeschrieben werden. Wer Kapazitäten am günstigsten bereitstellt, bekommt den Zuschlag. Im „dezentralen“ Kapazitätsmarkt bestimmt der Staat die vorgehaltenen Kapazitäten nur indirekt über die Höhe von Strafzahlungen (Pönale) bei Nichterfüllung einer Lieferverpflichtung. Der Unterschied zwischen einem „umfassenden“ und einem „fokussierten“ Kapazitätsmarkt besteht darin, dass in letzterem nur bestimmte (z.B. flexible- und klimaschonende) Kapazitäten eine Leistungsvergütung erhalten, während im umfassenden Kapazitätsmarkt alle leistungsbereiten Kapazitäten vergütet werden. Die verschiedenen Optionen werden seit einigen Jahren intensiv diskutiert und unterscheiden sich in ihren Auswirkungen und Funktionsweisen erheblich (siehe: Agora Energiewende, 2014; Consentec, 2012; EWI, 2012; Frontier Economics, 2014; r2b, 2014; VKU & BDEW, 2013; WWF, 2012). **Im Folgenden soll nur der Leitgedanke der verschiedenen Modelle erklärt und die absehbaren Folgen skizziert werden.**

### 2.2.1 Zentraler umfassender Kapazitätsmarkt

#### Funktionsweise

Der „zentrale umfassende Kapazitätsmarkt“ **garantiert ein staatlich festgelegtes Maß an bereitgestellter Leistung** (EWI, 2012). Diese wird wettbewerblich ausgeschrieben und Betreiber von Erzeugungsanlagen oder Anbieter steuerbarer Lasten bieten ihre Kapazitäten dafür an. Die am günstigsten angebotenen Kapazitäten erhalten eine einheitliche Leistungszahlung (pro kW). Betreiber verkaufen ihren Strom, wie bisher, am Strommarkt und **erhalten somit einen Arbeitspreis und zusätzlich eine Leistungsvergütung**. Die Leistungsvergütungen werden über eine **Kapazitätsumlage auf Verbraucher umgelegt**. Betreiber finanzieren sich also aus zwei Zahlungsströmen. Die Teilnahme am Kapazitätsmarkt und das Erhalten der Leistungszahlung verpflichten die Kraftwerksbetreiber dazu, ihre Erzeugungskapazität vor allem in Knappheitssituationen zur Verfügung zu stellen. Versorgungssicherheit wird garantiert, indem die vorgesehene Leistung (Angebot) stets höher ist als die maximale Last (Nachfrage). Sollte es zu Knappheitssituationen kommen, können sich Preisspitzen bilden, die den Betreibern jedoch nicht zugutekommen. Ab einem bestimmten „Auslösepreis“, müssen die Betreiber dem Regulierer die Erlöse aus den Knappheitspreisen rückerstatten.<sup>6</sup> Dadurch bleibt das Preissignal an der Strombörse unberührt, während die Motivation zur Ausübung von Marktmacht entfällt, da Betreiber ab einem bestimmten Preis nicht länger von Preissteigerungen profitieren. Dieser Eingriff ist dadurch gerechtfertigt, dass die Betreiber für das Vorhalten ihrer Kapazitäten bereits durch die Kapazitätzahlung vergütet wurden.

#### Vorteile

Der zentrale umfassende Kapazitätsmarkt ist in der Lage, ein **vorgeschriebenes Maß an Versorgungssicherheit zu garantieren**. In diesem Modell haben Kraftwerksbetreiber finanzielle Planungssicherheit und können mit überschaubarem Risiko in neue Kapazitäten investieren. Über den umfassenden Mechanismus erfolgt keine Diskriminierung zwischen verschiedenen Technologien und Flexibilitätsoptionen.

#### Nachteile

Der zentrale umfassende Kapazitätsmarkt hat eine Reihe von unattraktiven Eigenschaften. Zunächst ist es fraglich, ob der Regulierer in der Lage ist, das richtige Niveau der benötigten vorzuhaltenden Kapazitäten festzustellen. Eine Fehleinschätzung kann zu Überkapazitäten führen, die durch Leistungszahlungen im Markt gehalten werden. Dies ist ineffizient und der Grund dafür, dass r2b (2014) bei einem zentralen umfassenden Kapazitätsmarkt von den **höchsten zusätzlichen Systemkosten** ausgeht.

<sup>6</sup>

Angenommen der Auslösepreis beträgt 300 EUR/MWh und der Börsenstrompreis steigt auf 1.000 EUR/MWh. In diesem Fall erwirtschaftet ein Betreiber an der Börse 1.000 EUR/MWh, muss dem Regulierer aber aufgrund der Rückerstattungsregel (1000 EUR/MWh - 300 EUR / MWh = 700 EUR/ MWh) erstatten. Der Erlös des Betreibers steigt also nie über 300 EUR/MWh (zusätzlich zur Kapazitätzahlung).

Ferner wäre der Entschluss zu Gunsten eines zentralen umfassenden Kapazitätsmarktes **ein sehr schwerer und evtl. nicht-reversibler Markteingriff**. Dies ist mit **großen Unsicherheiten** bei der Regulierung und Umsetzung verbunden und wird aufgrund abzusehender regulatorischer Fehlentscheidungen kontinuierliche Korrekturen mit sich ziehen.

Der zentrale umfassende Kapazitätsmarkt führt außerdem zu den größten **Kostenbelastungen für Verbraucher** (DIW, 2013b; r2b, 2014). Da Kapazitätzahlungen an alle Kraftwerksbetreiber fließen, müssten sich Verbraucher auf eine Kapazitätsumlage und höhere Strompreise einstellen.

Das größte Problem ist dabei, dass auch **inflexible und klimaschädliche Kraftwerke** Kapazitätzahlungen erhalten. Der zentrale umfassende Kapazitätsmarkt verhindert dadurch die dynamische Gestaltung eines flexiblen und klimaverträglichen Kraftwerksparks (Lock-In).

## Fazit

Der zentrale umfassende Kapazitätsmarkt widerspricht den Zielen und Mitteln eines ökologisch-sozialen Strommarktdesigns. Es werden unnötige Kosten verursacht und die ökologische Transformation des Stromsystems wird verzögert. Zudem wird eine zusätzliche Regulierungsebene eingezogen, welche die Effizienz des Strommarkts behindern könnte.

### 2.2.2 Zentraler fokussierter Kapazitätsmarkt

#### Funktionsweise

Der „zentrale fokussierte Kapazitätsmarkt“ **garantiert ebenfalls einen staatlich bestimmten Gesamtbedarf an Kapazität und somit Versorgungssicherheit**. Jedoch gibt es zwei verschiedene Auktionsmechanismen: Einen für Lastmanagement und „stilllegungsbedrohte“ Erzeugungseinheiten, die als notwendig eingeschätzt werden, um Versorgungssicherheit zu garantieren und eine zweite Auktion für (flexible und klimaschonende) Kraftwerksneubauten (WWF, 2012). In diesen Teilmärkten ergeben sich unterschiedliche Leistungszahlungen. Dieser Kapazitätsmarkt ist „fokussiert“, da nur bestimmte und nicht alle Erzeugungseinheiten eine Kapazitätzahlung erhalten. Die Teilnahme an den Auktionen setzt die Erfüllung bestimmter **Präqualifikationskriterien für Kraftwerke** voraus. Dadurch wird ein Umbau des Kraftwerksparks hin zu mehr Flexibilität und Umweltverträglichkeit forciert.

Da alte und umweltschädliche Kraftwerke keine Kapazitätzahlungen erhalten, werden Lock-in Effekte und unerwünschte Mehrkosten für Verbraucher vermieden. Alle Kraftwerke sind berechtigt am Energy-only-Markt teilzunehmen, wobei Kraftwerke mit Kapazitätzahlungen (wie beim „zentralen umfassenden Kapazitätsmarkt“) ab einem gewissen Preis ein Teil ihrer Erlöse abtreten müssen, um die Ausübung von Marktmacht zu beschränken. Dadurch werden Knappheitsprämien abgeschöpft und zur Dämpfung der Kosten der Kapazitätsumlage eingesetzt.

#### Vorteile

Der zentrale fokussierte Kapazitätsmarkt bewirkt ebenfalls **ein hohes Maß an Versorgungssicherheit und umgeht zwei grundlegende Probleme** des zentralen und umfassenden Kapazitätsmarktes: Durch die Fokussierung werden im Idealfall unnötige Kapazitätzahlungen (Mitnahmeeffekte) und damit höhere Kosten für die Verbraucher vermieden. Außerdem wird durch die Präqualifikationskriterien der Kraftwerke die **De-karbonisierung und Flexibilisierung des Kraftwerksparks** explizit vorangetrieben. Ferner ist es denkbar, dieses Modell so auszurichten, dass es gut mit dem Ausbau und der zunehmend dominierenden Rolle fluktuierender Erneuerbarer Energien harmoniert.

## Nachteile

Ein fokussierter Kapazitätsmarkt hat jedoch ebenfalls das Problem, dass womöglich **ein ineffizient hohes Maß an Versorgungssicherheit** bereitgestellt wird und dadurch unnötige Kosten entstehen.<sup>7</sup> Zusätzliche Kosten können beispielsweise entstehen, wenn der Bedarf an Kraftwerken überschätzt wird, oder wenn durch die Präqualifikationskriterien unnötig teure Technologien gefördert werden. Die Flexibilisierung der Nachfrage und der Ausbau von Speichern müssten ebenfalls explizit gefördert werden und würden sich im Gegensatz zum EOM 2.0 nicht so stark durch höhere und volatile Preise entwickeln.

Das größte Problem der fokussierten Kapazitätsvariante ist die **große Komplexität und das damit verbundene hohe regulatorische Risiko**. In diesem Modell muss nicht nur das benötigte Kapazitätsniveau möglichst genau definiert werden. Zusätzlich müssen Präqualifikationskriterien gewählt werden, welche stilllegungsbedrohte Kraftwerke sowie flexible und umweltverträgliche Kraftwerke angemessen definieren. Da diese Kriterien einen hohen Einfluss auf die Erlöse der Marktakteure am Strommarkt haben, besteht die Gefahr, dass die **Einflussnahme von Marktakteuren auf die Festlegung der Kriterien** erheblich sein wird. Ferner werden sich Marktakteure zunehmend an Regulierungskriterien und nicht an Kundenpräferenzen orientieren. Die Befürworter dieses Modells räumen explizit ein, dass „**regulierungsbedingte Effizienzverluste hingenommen**“ würden (Matthes et.al. 2015). Tiefe Regulierungseingriffe und detaillierte Vorschriften würden außerdem einer zunehmenden Integration des europäischen Strommarktes im Wege stehen.

## Fazit

Der zentrale fokussierte Kapazitätsmarkt entspricht den Zielen, aber nicht unbedingt den Mitteln eines ökologisch-sozialen Strommarktdesigns. Verbraucher werden vermutlich geringere Kostenbelastungen haben als in einem umfassenden Kapazitätsmarkt, solange Mitnahmeeffekte vermieden werden können. Darüber hinaus wird die **ökologische Transformation des Stromsystems** besser unterstützt. Der Erfolg hängt jedoch sehr stark von der Feinjustierung des Instruments ab. Diese ist mit **umfangreichen Eingriffen in den Markt und somit mit großen regulatorischen Risiken verbunden**.

### 2.2.3 Dezentraler Kapazitätsmarkt

#### Funktionsweise

Im „dezentralen umfassenden Kapazitätsmechanismus“ müssen Lieferanten von elektrischer Energie (Vertriebe) für jede Situation nachweisen, dass sie für ihren Strombezug in ausreichendem Umfang Leistung vorhalten bzw. eingekauft haben (VKU & BDEW, 2013). Hierfür müssen sie entsprechende „Versorgungssicherheitsnachweise“ (VSN) vorlegen. Dieser Mechanismus schafft ein **im Markt festgestelltes Maß an Versorgungssicherheit**, das indirekt über die Höhe von Strafzahlungen (Pönalen) bei Nichteinhalten einer Liefergarantie staatlich beeinflusst wird. VSN können von Erzeugungsanlagen bereitgestellt und dann auf einem separaten Markt gehandelt werden. Dadurch entsteht ein zweiter Finanzierungsstrom für Erzeuger. In Knappheitssituationen müssen Lieferanten ab einem bestimmten Preis vorweisen, dass sie ausreichend VSN gekauft haben, um ihre Nachfrage abzudecken. Haben sich die Stromlieferanten verkalkuliert und nicht ausreichend Leistung vorgehalten, müssen sie eine Pönale für die nachgefragte Verbrauchsleistung bezahlen, für die sie keine VSN vorweisen können. Stromerzeuger zahlen die Pönale, wenn sie die durch VSN versprochene Erzeugungsleistung nicht vorweisen können. Dadurch sind Vertriebe motiviert, ausreichend Versorgungsleistung zu kontrahieren und Erzeuger haben einen Anreiz die kontrahierte Leistung auch tatsächlich bereitzustellen. Die Höhe der Pönale und der Auslösungspreis werden staatlich festgelegt. Das **Niveau an Versorgungssicherheit wird also dezentral bestimmt**, da Kunden über ihren Stromlieferanten bestimmen können, welches Maß an gesicherter Leistung sie wünschen. Kunden, die bereit sind in Knappheitssituationen auf Leistung zu verzichten, könnten sich diese Flexibilität z.B. durch günstigere

<sup>7</sup>

Diese Aussage basiert auf der Annahme, dass ein optimierter EOM ein effizientes Niveau an Erzeugungskapazität erreicht. Die Korrektheit dieser Annahme muss weiterhin geprüft werden.

Stromtarife bezahlen lassen. Neben dem Handel von VSN auf einem separaten Markt wird Strom nach wie vor ohne Einschränkungen am Energy-only-Markt gehandelt.

### Vorteile

Dezentrale Kapazitätsmärkte geben ebenfalls die Grundlage für eine sichere Versorgung der Verbraucher. Sie sind mit weniger Regulierungsrisiken als zentrale Kapazitätsmechanismen verbunden, weil dieser Ansatz auf bestehenden Elementen des derzeitigen Marktdesigns basiert und keine zentrale politische Entscheidung bezüglich des notwendigen Kapazitätsniveaus verlangt. Laut Gutachten ist dieser Kapazitätsmarkt noch am besten mit einem europäisch harmonisierten Vorgehen im Rahmen des EU-Binnenmarkt verbunden (r2b, 2014).

### Nachteile

Auch beim dezentralen umfassenden Kapazitätsmarkt ist von Mitnahmeeffekten und damit **höheren Systemkosten** auszugehen, da ein Großteil der Kraftwerke Extrazahlungen über den Verkauf von VSN bekäme. Auch **unflexible und klimaschädliche Kraftwerke** würden durch die Bereitstellung von Kapazitäten zusätzliche Zahlungen erhalten, die zum einen teuer sind und zum anderen einer ökologischen Marktbereinigung im Wege stehen.

Das **regulatorische Risiko** ist auch bei dezentralen Kapazitätsmärkten gegeben, da dies ein komplett neues Modell wäre und der absehbare Einfluss von Interessensgruppen ein optimales Ergebnis verzerren kann. Dezentrale Kapazitätsmärkte haben ferner das Problem, dass Unternehmen mit großen Kraftwerksportfolien womöglich **Marktmacht** ausüben können und dadurch Preise erhöhen und kleinere Wettbewerber aus dem Markt drängen.

### Fazit

Auch dezentrale Kapazitätsmechanismen widersprechen den Zielen eines ökologisch-sozialen Strommarktdesigns. Kapazitätzahlungen führen zu überhöhten Gewinnen für einige Unternehmen und verteuern Strompreise zu Lasten von Verbrauchern. Außerdem wird durch den Eingriff eine de-facto Subventionierung klimaschädlicher Kraftwerke geschaffen, die einer ökologischen Transformation des Kraftwerkparks im Wege stehen.

## 3 Ein neues Marktdesign durch „wahre Preise“

Grundsätzlich teilen wir die Einschätzung des BMWi, dass ein optimierter EOM 2.0 (womöglich in Verbindung mit einer strategischen Reserve) die besten Ergebnisse liefert, solange Preissignale ankommen und ihre Wirkung entfalten.

**Um eine effiziente und umweltverträgliche Stromerzeugung zu garantieren, müssen Preissignale jedoch alle externen Kosten verursachergerecht abbilden.** Dieses Ziel wird nur erreicht, wenn marktverzerrende und umweltschädliche Subventionen<sup>8</sup> abgebaut werden und externe Kosten realistisch in Preisen abgebildet sind. Ein ökologisch-soziales Marktdesign sollte demnach kostenwahr und subventionsfrei sein. Dieses Ziel wird im Status Quo um Längen verfehlt. Subventionen und die mangelnde Internalisierung externer Kosten **begünstigen die konventionelle Stromerzeugung heute noch mit rund 39 Mrd. EUR pro Jahr.**

- Oft wird vergessen, dass **konventionelle Energien auch heute noch großzügige staatliche Förderungen erhalten.** Die Stromerzeugung aus Steinkohle wurde im Jahr 2014 durch Finanzhilfen und Steuervergünstigungen mit 2,54 Mrd. EUR gefördert. Stromerzeugung aus Braunkohle wurde mit 1,57 Mrd. EUR und Atomstrom wurde mit 4,56 Mrd. subventioniert.<sup>9</sup>

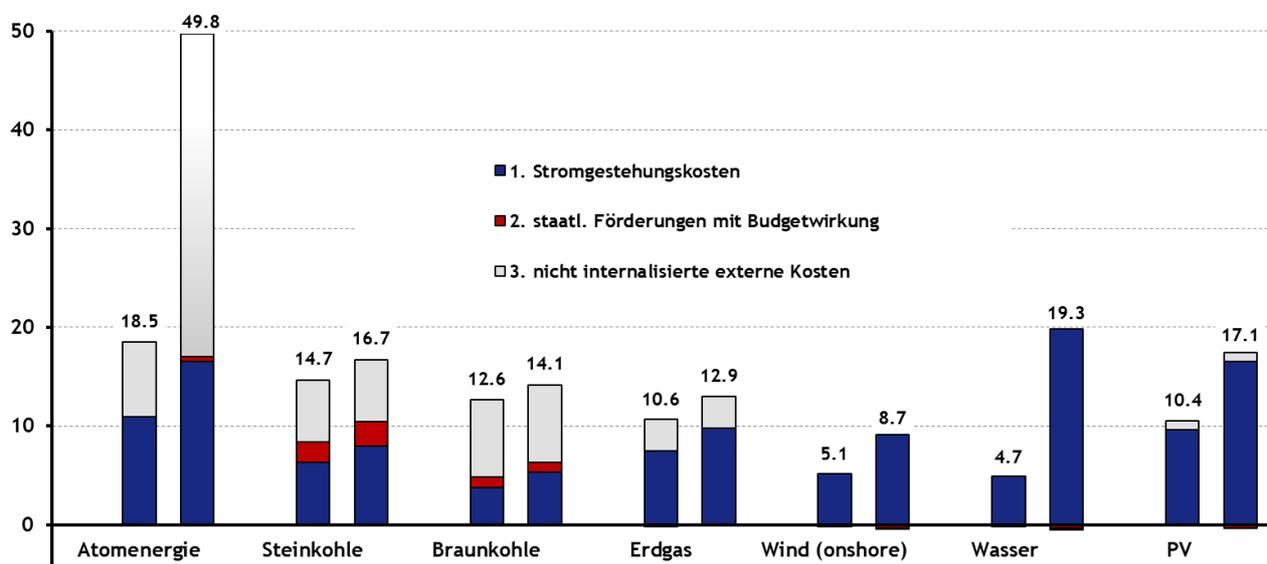
<sup>8</sup> Subventionen werden hier inklusiv definiert und umfassen alle Formen der staatlichen Förderung, die bestimmten Technologien Markt Vorteile verschaffen.

<sup>9</sup> Diese Größen basieren auf aktualisierten Daten für die Studie „Was Strom wirklich kostet“. Eine genauere Erklärung ist verfügbar unter: <http://www.foes.de/pdf/2015-01-Was-Strom-wirklich-kostet-lang.pdf>.

- Bei der Erzeugung von Strom entstehen **externe Kosten, die jedoch aufgrund heutiger Marktstrukturen nicht in Preisen abgebildet sind**. Ein Beispiel sind Klima-, Umwelt- und Gesundheitskosten, die z.B. durch CO<sub>2</sub>-Emissionen entstehen, ohne dass die Erzeuger und Verbraucher von Strom hierfür aufkommen. Auch der europäische Emissionshandel internalisiert nur einen Bruchteil der externen Kosten durch CO<sub>2</sub>-Emissionen. Laut Umweltbundesamt betragen die externen Kosten einer Tonne CO<sub>2</sub> ca. 80 EUR. Der Preis für eine Tonne CO<sub>2</sub> im europäischen Emissionshandel lag dagegen im Jahr 2014 bei durchschnittlich 5,80 EUR. 2014 wurden durch die Stromproduktion mit Steinkohle (nicht-internalisierte) externe Kosten in Höhe von 6,6 Mrd. EUR auf die Allgemeinheit und zukünftige Generationen verteilt. Braunkohle verursachte externe Kosten in Höhe von 12 Mrd. EUR und Atomenergie in Höhe von 7,3 Mrd. EUR, während Gaskraftwerke verhältnismäßig klimaschonender sind und externe Kosten in Höhe von 1,7 Mrd. EUR verursachten.
- Die **Summe der Subventionen und nicht-internalisierten externen Kosten aus der Stromerzeugung aus Braunkohle, Steinkohle, Atom und Gas betragen im Jahr 2014 mit 39 Mrd. EUR** deutlich mehr als der gesamte Förderwert des EEG. Würde man diese Kosten nach Muster der EEG-Umlage auf Verbraucher umlegen, ergäbe dies im Jahr 2014 eine konventionelle Energie Umlage von rund 11 Ct/kWh.

Abbildung 3 verdeutlicht die Größenordnung dieser Zusatzkosten, die bisher nicht im Strompreis enthalten sind. Dargestellt werden die Vollkosten neuer Anlagen (Stromgestehungskosten zuzüglich externer Kosten und staatlicher Förderung mit Budgetwirkung) verschiedener Technologien. Dabei werden nur die nicht internalisierten externen Kosten aufgezeigt. Externe Effekte, die bereits durch den Emissionshandel und Energiesteuern internalisiert werden, sind hier also schon berücksichtigt. Für jede Technologie, wird ein hohes- und niedriges Preisszenario angegeben, da die Kosten von vielen Variablen abhängen. Die Analyse zeigt, dass Braunkohle und Steinkohle in einem kostenwahren Strommarkt heute zu den teuersten Technologien gehören würden.<sup>10</sup>

**Abbildung 3: Vollkosten der Neuanlagen verschiedener Erzeugungstechnologien (inkl. Staatlichen Förderungen mit Budgetwirkung und nicht-internalisierten Kosten) in Ct/kWh**



Quelle : „Was Strom wirklich kostet“ (FÖS, 2015)

<sup>10</sup>

Für die Berechnung und Methodik dieser Daten siehe: Was Strom wirklich kostet (FÖS, 2015). Für die Berechnung der externen Kosten wurde auf die Methodik des Umweltbundesamtes zurückgegriffen.

Ein Abbau dieser Subventionen und eine Einpreisung der externen Kosten würden zu mehr Verursachergerechtigkeit und Kostenwahrheit im Strommarkt beitragen und die Wettbewerbsposition von erneuerbaren Energien und von Erdgaskraftwerken deutlich verbessern. Kosten, die derzeit von der Allgemeinheit getragen werden, würden verursachergerecht verteilt und dadurch den Strom aus konventionellen Technologien verteuern.

### 3.1 Reformvorschläge für mehr Kostenwahrheit auf dem Strommarkt

Um effiziente Preissignale auf dem Strommarkt herzustellen, sollte als erstes ein **konsequenter Subventionsabbau auf dem Gebiet der fossilen Stromerzeugung** stattfinden. Dazu zählen der Subventionsabbau im Stein- und Braunkohlenbergbau sowie die verursachergerechte Einpreisung externer Kosten.

#### Verursachergerechte Anlastung von Folgekosten des Kohlenbergbaus

Die **Risiken, die sich aus Altlasten und Ewigkeitskosten** (Sanierung, Grubenwasserhaltung, Bergschäden, Grundwasserverunreinigung sowie die Pensionsverpflichtungen gegenüber ehemaligen Bergbaubeschäftigten) ergeben, müssen allein von den Verursachern getragen werden. Bisher zahlen dafür oftmals die Geschädigten selbst (z.B. bei Bergschäden oder dauerhaften Sümpfungen zur Gefahrenabwehr) oder aber die öffentliche Hand (z.B. bei Beeinträchtigung der öffentlichen Sicherheit). Zu diesem Zweck sind die Haftungsregelungen zu überprüfen und auszuweiten. Hierbei sollte u.a. auf die Umkehr der Beweislastpflicht bei Bergschäden, auf die Verpflichtung zu einer langfristigen Gewässernachsorge sowie auf die langfristige Gefahrenabwehr gegenüber dem Hochwasserwiederanstieg geachtet werden.

Welche **zukünftigen Sanierungskosten** die tagebautreibenden Unternehmen konkret einplanen und über Rückstellungen absichern, ist bisher vollkommen intransparent. Es ist zweifelhaft, ob die Höhe der gebildeten Rückstellungen für die langfristigen Folgekosten des Braunkohlenbergbaus überhaupt ausreichend ist. Vor diesem Hintergrund ist mindestens eine transparente Ausweisung der Rückstellungen und der geplanten Erfüllungsbeträge für Einzelmaßnahmen in den Geschäftsberichten der Bergbaubetreiber notwendig (FÖS, 2014).

#### Abbau von steuerlichen Begünstigungen bei Energiesteuern und Abgaben

Die **steuerlichen Begünstigungen bei Energiesteuern und Abgaben**, von denen sowohl Stein- als auch Braunkohle profitieren, sollten ebenfalls abgebaut werden. Ein an **CO<sub>2</sub>-Emissionen und Energiegehalt orientierter Energiesteuertarif** (anstelle der einheitlichen Stromsteuer) sowie die **Einführung von Abgaben auf Ressourcen- und Wasserentnahme** würden die heute bestehenden Wettbewerbsverzerrungen zugunsten der Stein- und Braunkohle auf dem Energiemarkt mindern. Analog zu anderen geförderten Bodenschätzen sollte eine **Ressourcenabgabe auf die Gewinnung von Stein- und Braunkohlen** in Höhe von mindestens 10 % des Marktwertes erhoben werden. Analog zur Erhebung von Wasserentnahmeentgelten auf wirtschaftlich genutztes Grund- und Oberflächenwasser sollte ein Entgelt auch auf Wasserentnahme ohne wirtschaftliche Nutzung erhoben werden. Damit würde zumindest ein Teil der ökologischen Folgekosten der großflächigen Sümpfungen verursachergerecht internalisiert.

#### Maßnahmen zur Dekarbonisierung des Kraftwerkparks

**Das BMWi stellt richtigerweise fest, dass der EOM 2.0 optimale Ergebnisse liefern kann, wenn Preissignale bei Verbrauchern und Erzeugern zu effizientem Verhalten führen.** Dies ist jedoch nicht möglich, wenn Preissignale strukturell falsch und verzerrt sind. Die Bundesregierung stellt im Grünbuch fest, dass:

*„der aktuelle CO<sub>2</sub>-Preis für Investitionsentscheidungen nur eine geringfügige Rolle spielt. Zum einen ist die Stromerzeugung gegenwärtig ohnehin durch das Preisverhältnis der Brennstoffe geprägt, das Emissionsminderungen durch Brennstoffwechsel nicht begünstigt (hohe Gas- und niedrige Kohlepreise). Zum anderen sind für Unternehmen angesichts langer Investitionszyklen ohnehin die mittel- bis langfristig zu erwartenden CO<sub>2</sub>-Preise maßgeblich, da sich die Anlagen auch bei diesen Preisen rechnen müssen. Die mittelfristigen Preiserwartungen sind allerdings gegenwärtig niedrig.“*

Für einen effizienten und umweltgerechten Umbau des Stromsystems müssen externe Kosten auf dem Strommarkt besser abgebildet werden oder alternative Instrumente dafür sorgen, dass CO<sub>2</sub>-intensive Kraftwerke sukzessive aus dem Markt genommen werden.

Dass der Europäische Emissionshandel mittelfristig ein starkes CO<sub>2</sub>-Preissignal schafft, ist momentan nicht absehbar. Das Zurückhalten von Zertifikaten in der aktuellen Handelsperiode (sogenanntes „Backloading“) wird laut EU-Kommission keine nennenswerten Preiseffekte haben, solange sich Marktakteure rational verhalten (EU COM, 2012). Der Europäische Emissionshandel wird nur dann zu einem wirksamen Klimaschutzinstrument, wenn das **EU-Klimaschutzziel verschärft** wird, **überschüssige Zertifikate dauerhaft aus dem Markt genommen werden** und der CO<sub>2</sub>-Preis zusätzlich stabilisiert wird. Mögliche strukturelle Maßnahmen zur Stärkung des EU ETS sind die Einführung einer Marktstabilitätsreserve (MSR), eines Mindestpreises bei der Auktionierung (ARP) sowie die Absenkung der zulässigen Menge an Treibhausgasemissionen (THG-Emissionen) im Rahmen des EU ETS (Cap) bzw. die Erhöhung des linearen Reduktionsfaktors (LRF). In der gegenwärtigen Debatte zeichnet sich eine strukturelle Reform des EU ETS jedoch erst für die Zeit nach 2020 ab.

**Solange der Emissionshandel nicht ambitioniert reformiert ist, sollten auch nationale Maßnahmen ergriffen werden, um die Emissionen in der nationalen Stromerzeugung zu reduzieren.** Das von der Bundesregierung angepeilte Emissionsbudget-Gesetz, das im Rahmen des Aktionsprogramms Klimaschutz 2020 in Aussicht gestellt wurde, sollte diese Leistung erbringen. Zusätzlich zu den geschätzten CO<sub>2</sub> Einsparungen in Höhe von 71 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub>, die bis 2020 im Strombereich eingespart werden sollen, soll dieses Gesetz zur Einsparung von zusätzlichen 22 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> (also **insgesamt 93 Mio. Tonnen**) beitragen. Bei derzeitigen Emissionen in Höhe von 377 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> im Kraftwerkspark (2012), entspricht dies einer **nationalen CO<sub>2</sub> Emissionsobergrenze von 284 Mio. Tonnen CO<sub>2</sub> bis 2020**. Szenariorechnungen des DIW für das deutsche Stromsystem des Jahres 2015 zeigen, dass die Abschaltung der ältesten und CO<sub>2</sub>-intensivsten Kohlekraftwerke einen substantiellen Beitrag zur Erreichung der Klimaschutzziele der Bundesregierung leisten kann (DIW, 2014e). **Folgende Maßnahmen sollten geprüft werden, um dieses Ziel zu erreichen:**

- Einführung eines CO<sub>2</sub>-Mindestpreises z.B. in Form einer CO<sub>2</sub>-Steuer auf für die Stromerzeugung eingesetzte Energieträger (DIW, 2014a; WWF, 2014).
- CO<sub>2</sub>-Grenzwerte für Kraftwerke (DIW, 2014a, 2014c).
- CO<sub>2</sub>-Reduzierungsverpflichtung für Kraftwerksbetreiber (DIW, 2014a).

Diese Maßnahmen führen dazu, dass externe Kosten besser in Strompreisen abgebildet werden. Langfristig sollte die Energiewende in einem Strommarkt organisiert sein, der eine nachhaltige Stromerzeugung durch kostenwahre Preise und eine verursachergerechte Kostenverteilung bewirkt. Bis dahin können die oben genannten Interimslösungen eine bessere Internalisierung bewirken. Kapazitätzahlungen für klimaschädliche und unflexible Kraftwerke stünden dieser Entwicklung im Weg und würden die bisherige Schieflage weiter verstärken.

### 3.2 Zeitliche Einordnung

Derzeit bereitet das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie die Veröffentlichung eines „Weißbuches“ vor, worin die konkreten Reformoptionen für den Strommarkt beschrieben werden. Für diesen Prozess ist entscheidend, dass derzeit aufgrund der bestehenden Überkapazitäten (insbesondere unter der Berücksichtigung der Importmöglichkeiten) kein Bedarf für einen Kapazitätsmarkt besteht. Der EOM 2.0 sollte weiterentwickelt und getestet werden. Um Marktakteuren Sicherheit bezüglich des zukünftigen Regulierungsrahmens zu geben, sollte ein **eindeutiges Bekenntnis zum EOM 2.0 erfolgen**. Eine strategische Reserve ist als Übergangslösung denkbar und könnte ein hohes Maß an Versorgungssicherheit während der Entwicklungsphase eines EOM 2.0 schaffen.

Gleichzeitig sollte darauf geachtet werden, dass technologische Lock-in Effekte vermieden werden. **Demnach müssen nationale Instrumente gefunden werden, um die Kraftwerkstransformation sicherzustellen**, die ein funktionstüchtiger Emissionshandel garantieren würde. Hierbei ist insbesondere darauf zu achten,

dass Lastmanagement-Kapazitäten entwickelt werden und dass Kohlekraftwerke durch Gaskraftwerke ersetzt werden.

Mittelfristig sollte weiterhin an möglichen Kapazitätsmarktmodellen gearbeitet werden. **Sollte das „groß angelegte Realexperiment zur Leistungsfähigkeit des Energy-only- Marktes“ (Matthes u. a., 2015) nicht die gewünschten Erfolge aufweisen, ist dann erst der Zeitpunkt (und immer noch ausreichend Zeit), die Stufenweise Einführung eines fokussierten Kapazitätsmarktes zu eruieren.**

## Quellen

- Agora Energiewende (2013). Kapazitätsmarkt oder strategische Reserve: Was ist der nächste Schritt?. Berlin. Abgerufen von [http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Hintergrund/Kapazitaetsmarkt\\_oder\\_strategische\\_Reserve/Agora\\_Hintergrund\\_Kapazitaetsmarkt\\_oder\\_strategische\\_Reserve\\_web.pdf](http://www.agora-energiewende.de/fileadmin/downloads/publikationen/Hintergrund/Kapazitaetsmarkt_oder_strategische_Reserve/Agora_Hintergrund_Kapazitaetsmarkt_oder_strategische_Reserve_web.pdf)
- Agora Energiewende (2014). Auf dem Weg zum neuen Strommarktdesign: Kann der Energy-only-Markt 2.0 auf Kapazitätsmechanismen verzichten? Berlin.
- BEE (2015). Strommarkt Flexibilisierung. Berlin. Abgerufen von [http://www.bee-ev.de/Publikationen/20140208BEE\\_Strommarkt\\_Flexibilisierung.pdf](http://www.bee-ev.de/Publikationen/20140208BEE_Strommarkt_Flexibilisierung.pdf)
- BMWi (2014). Ein Strommarkt für die Energiewende - Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch). Berlin. Abgerufen von <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gruenbuch-gesamt,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- Consentec (2012). Praktikabel umsetzbare Ausgestaltung einer strategischen Reserve. Berlin. Abgerufen von [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE25DA82980983ACC1257A850044A10B/\\$file/Consentec\\_BD\\_EW\\_StrategischeReserve\\_Ber\\_20120925.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE25DA82980983ACC1257A850044A10B/$file/Consentec_BD_EW_StrategischeReserve_Ber_20120925.pdf)
- Cramton, P., & Ockenfels, A. (2012). Economics and design of capacity markets for the power sector. Zeitschrift für Energiewirtschaft Volume 36, Nr. 2, 2012. Abgerufen von <http://www.cramton.umd.edu/papers2010-2014/cramton-ockenfels-economics-and-design-of-capacity-markets.pdf>
- DIW (2013a). Mittelfristige Strombedarfsdeckung durch Kraftwerke und Netze nicht gefährdet. Berlin. Abgerufen von [http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.432370.de/13-48-5.pdf](http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.432370.de/13-48-5.pdf)
- DIW (2013b). Verteilungseffekte von Kapazitätsmechanismen: Auf den Typ kommt es an. Berlin. Abgerufen von [http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.432368.de/13-48-4.pdf](http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.432368.de/13-48-4.pdf)
- DIW (2014a). Braunkohleausstieg - Gestaltungsoptionen im Rahmen der Energiewende. Berlin. Abgerufen von [http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.471589.de/diwkompakt\\_2014-084.pdf](http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.471589.de/diwkompakt_2014-084.pdf)
- DIW (2014b). Energiewende und Versorgungssicherheit: Deutschland braucht keinen Kapazitätsmarkt. Berlin. Abgerufen von [http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.432360.de/13-48-1.pdf](http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.432360.de/13-48-1.pdf)
- DIW (2014c). Politikberatung kompakt Braunkohleausstieg - Gestaltungsoptionen im Rahmen der Energiewende. Berlin. Abgerufen von [http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.471589.de/diwkompakt\\_2014-084.pdf](http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.471589.de/diwkompakt_2014-084.pdf)
- DIW (2014d). Strategische Reserve zur Absicherung des Strommarkts. Berlin. Abgerufen von [http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.432364.de/13-48-2.pdf](http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.432364.de/13-48-2.pdf)
- DIW (2014e). Verminderte Kohleverstromung könnte zeitnah einen relevanten Beitrag zum deutschen Klimaschutzziel leisten. Berlin. Abgerufen von [http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw\\_01.c.489768.de/14-47-1.pdf](http://www.diw.de/documents/publikationen/73/diw_01.c.489768.de/14-47-1.pdf)
- ENTSO-E (2014). Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014-2030; European Network of Transmission System Operators for Electricity.
- EU COM (2012). PROPORTIONATE IMPACT ASSESSMENT amending Regulation (EU) No 1031/2010 in particular to determine the volumes of greenhouse gas emission allowances to be auctioned in 2013 - 2020. Brüssel. Abgerufen von [http://www.ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap/auctioning/docs/swd\\_2012\\_xx2\\_en.pdf](http://www.ec.europa.eu/clima/policies/ets/cap/auctioning/docs/swd_2012_xx2_en.pdf)
- EWI (2012). Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Köln. Abgerufen von <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/endbericht-untersuchungen-zu-einem-zukunftsaehigen-strommarktdesign.pdf>
- FÖS (2014). Kostenrisiken für die Gesellschaft durch den deutschen Braunkohletagebau. Berlin. Abgerufen von <http://www.foes.de/pdf/2014-04-FOES-Studie-Folgekosten-Braunkohle.pdf>
- FÖS (2015). Was Strom wirklich kostet. Berlin. Abgerufen von <http://www.foes.de/pdf/2015-01-Was-Strom-wirklich-kostet-lang.pdf>
- Frontier Economics (2014a). Folgeabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment). Abgerufen von <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/folgenabschaetzung-kapazitaetsmechanismen-impact-assessment,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- Frontier Economics (2014b). Strommarkt in Deutschland - Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit? London. Abgerufen von <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/strommarkt-in-deutschland-gewaehrleistung-das-derzeitige-marktdesign-versorgungssicherheit,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

- Matthes, F., Schlemmermeier, B., Hermann, H., & Diermann, C. (2015). Die Leistungsfähigkeit des Energy-only-Marktes und die aktuellen Kapazitätsmarkt-Vorschläge in der Diskussion. Berlin. Abgerufen von <http://www.oeko.de/oekodoc/2218/2015-003-de.pdf>
- Müsgens, F., & Peek, M. (2011). Sind Kapazitätsmärkte in Deutschland erforderlich? - Eine kritische Analyse vor dem Hintergrund der Ökonomischen Theorie. Zeitschrift für neues Energierecht 6/2011, S. 576 - 583. Abgerufen von <http://www.r2b-energy.eu/uploads/pdf/publikationen/M%C3%BCsgens,%20Peek-Kapazit%C3%A4tsm%C3%A4rkte.pdf>
- r2b (2014). Endbericht Leitstudie Strommarkt. Köln. Abgerufen von <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/Studien/endbericht-leitstudie-strommarkt-funktionsfaehigkeit-eom-und-impact-analyse-kapazitaetsmechanismen.property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>
- ÜNB (2014). Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2013 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5; 50 hertz, Amprion, TenneT, Transnet BW.
- VKU, & BDEW (2013). Gemeinsame Positionen zum Marktdesign der Zukunft. Abgerufen von [https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20130606-pi-bdew-und-vku-legen-gemeinsame-grundsaeetze-zum-energiemarkt-der-zukunft-vor-de/\\$file/130606%20Anlage%20zur%20PM%20BDEW%20und%20VKU%20legen%20gemeinsame%20Grunds%C3%A4tze%20zum%20Energemarkt%20der%20Zukunft%20vor.pdf](https://www.bdew.de/internet.nsf/id/20130606-pi-bdew-und-vku-legen-gemeinsame-grundsaeetze-zum-energiemarkt-der-zukunft-vor-de/$file/130606%20Anlage%20zur%20PM%20BDEW%20und%20VKU%20legen%20gemeinsame%20Grunds%C3%A4tze%20zum%20Energemarkt%20der%20Zukunft%20vor.pdf)
- WiWo (2014). Eon verzweifelt an Deutschland. Abgerufen 4. Dezember 2014, von <http://www.wiwo.de/unternehmen/energie/bilanzpressekonferenz-eon-verzweifelt-an-deutschland/9606552.html>
- WWF (2012). Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Berlin. Abgerufen von <http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/Fokussierte-Kapazitaetsmaerkte.pdf>
- WWF (2014). Den europäischen Emissionshandel flankieren- Chancen und Grenzen unilateraler CO<sub>2</sub>-Mindestpreise. Berlin. Abgerufen von [http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF-Studie\\_Den\\_europaeischen\\_Emissionshandel\\_flankieren.pdf](http://www.wwf.de/fileadmin/fm-wwf/Publikationen-PDF/WWF-Studie_Den_europaeischen_Emissionshandel_flankieren.pdf)