

Ein neues Strommarktdesign für die Energiewende

Stellungnahme zur Anhörung
des Unterausschusses
„Begleitung der Energiewende in
Rheinland-Pfalz“
des Landtags Rheinland-Pfalz
am 20. November 2013

Berlin, 17. November 2013

Dr. Felix Chr. Matthes

Öko-Institut e.V.
Büro Berlin
Schicklerstr. 5-7
D-10179 Berlin
Tel.: (030) 405085-0
Fax: (030) 405085-388

Geschäftsstelle Freiburg
Merzhauser Straße 173
D-79100 Freiburg
Tel.: (0761) 4 52 95-0
Fax (0761) 4 52 95-88

Büro Darmstadt
Rheinstraße 95
D-64295 Darmstadt
Tel.: (06151) 81 91-0
Fax (06151) 81 91-33

www.oeko.de

Zusammenfassung

(Z1) Der mit dem Energiekonzept 2010/2011 vollzogene Übergang zu mittel- und langfristigen Zielsetzungen für die Minderung der Treibhausgasemissionen, die Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien sowie die Verbesserung der Energieeffizienz erfordert ein neues Marktdesign für das Stromsystem, ermöglicht aber gleichzeitig eine klare Perspektive auf die Grundstrukturen eines solchen neuen Marktdesigns.

(Z2) Das derzeitige Marktdesign aus zwei miteinander interagierenden Segmenten, einem für die Erzeugung von Strommengen (Energy-only-Markt) und einem für Systemdienstleistungen, ist hoch effizient für die Optimierung des Einsatzes bestehender Anlagen, bietet aber unter den absehbaren bzw. wahrscheinlichen Rahmenbedingungen erkennbar keine Perspektive für die Refinanzierung der notwendigen Investitionen. Dies gilt sowohl für die Erzeugungsoptionen auf Basis erneuerbarer Energien, konventionelle Kraftwerke, nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen als auch für Speicher.

(Z3) Die Energiewende im Stromsektor vollzieht sich als Prozess in einem komplexen energiewirtschaftlichen bzw. energie- und klimapolitischen Umfeld. Hinsichtlich einiger dieser Rahmenbedingungen, v.a. beim Emissionshandelssystem der Europäischen Union (EU ETS) besteht ebenfalls dringender Reformbedarf, der die Anforderungen an das veränderte Strommarktdesign entschärfen, dieses aber in keinem Fall überflüssig machen wird.

(Z4) Die Veränderung des Marktdesigns ist zeitkritisch. Die absehbare Außerbetriebnahme erheblicher konventioneller Kraftwerkskapazitäten in Deutschland wie auch in den Nachbarstaaten führt zur Notwendigkeit, einen konsistenten Rahmen für die Erhaltung von Bestandskraftwerken, Investitionen in nachfrageseitige Flexibilität sowie die Errichtung von flexiblen Neubaukraftwerken zu schaffen, der über selektive und auf den Kurzfristhorizont ausgerichtete Ad hoc-Maßnahmen hinausgeht. Gleichzeitig entstehen mit jeder Jahreskohorte regenerativer Kraftwerke zusätzliche Herausforderungen für die Systemintegration bzw. werden zusätzliche Langfristkosten induziert, wenn Anreizmechanismen für einen nicht oder wenig systemdienlichen Betrieb bzw. eine nicht bzw. wenig systemdienliche Anlagenauslegung bei den Investitionsentscheidungen verankert werden, die dann im Rahmen des Vertrauensschutzes für Bestandsanlagen nicht oder nur mit zusätzlichen Kosten revidiert werden können.

(Z5) Die Reform des Strommarktdesigns sollte sich daher nicht nur an kurzfristigen Kosteneffekten orientieren, sondern auch die Implikationen für die längerfristige Kostenentwicklung berücksichtigen. Insbesondere eine Reduzierung der Kostenbetrachtungen auf die Entwicklung der EEG-Umlage ist weder sinnvoll noch produktiv. Auch sind die Hebelwirkungen unterschiedlicher Maßnahmen zur Begrenzung dieser Umlage deutlich begrenzt, haben aber teilweise längerfristig kontraproduktive Effekte.

(Z6) Vor allem im Bereich der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien bedarf es eines Perspektivwechsels von der Förderung (mit letztlich beliebigen Freiheitsgraden bei der Feinsteuerung) hin zum Marktdesign (mit eher auf Makrosteuerung und -Optimierung angelegten Mechanismen).

(Z7) Das heutige Strommarktdesign muss längerfristig um zwei weitere Segmente erweitert werden: eines für die Bereitstellung gesicherter Leistung und eines für Bereitstellung regenerativer Erzeugungsleistung. Beide werden jeweils einen erheblichen bzw. dominierenden Beitrag zur Refinanzierung der Investitionen leisten müssen.

(Z8) Im konventionellen Segment bildet die Einführung von Kapazitätsmärkten einen zentralen und notwendigen Reformschritt. Damit können das Maß an Versorgungssicherheit transparent gemacht und Investitionen bei den verschiedenen Flexibilitätsoptionen optimiert werden. Die Vergabe von längerfristigen Kapazitätzahlungen im Wettbewerb ist hier angemessen und notwendig. Es ist sinnvoll, den Kapazitätsmarkt mit einem besonderen Augenmerk auf systemdienliche Kapazitäten auszugestalten und die Kosten für die Verbraucher besonders zu berücksichtigen. Mit dem Konzept des „Fokussierten Kapazitätsmarktes“ wurde vom Öko-Institut ein entsprechender, detaillierter Reformvorschlag vorgelegt.

(Z9) Im regenerativen Segment ist eine strukturelle Neuordnung der Einkommensströme von besonderer Bedeutung. Die bisher in der einheitlichen Einspeisevergütung zusammengefassten Zahlungen für den elektrizitätswirtschaftlichen Wert, die Investitionsrefinanzierung, die Internalisierung externer Kosten sowie zur Erschließung der industrialisierungsbedingten Innovationspotenziale sollten schrittweise ausdifferenziert werden. Alle neuen Anlagen sollten mit dem Wert ihrer Produktion auf dem Strommarkt, also dem Börsenpreis, konfrontiert werden. Die zur Refinanzierung der Investitionen notwendigen, sinnvollerweise längerfristig angelegten Zahlungen sollten so gestaltet werden, dass sie das Preissignal des Energy-only-Markts möglichst wenig verzerren bzw. dieses Preissignal als Optimierungsparameter für den Anlagenbetrieb vollumfänglich zum Tragen kommen lassen. Damit sollten sie sinnvollerweise als Kapazitätzahlungen ausgestaltet sein. Umfassende und effektive Anreize für den systemdienlichen Betrieb, v.a. aber die systemdienliche Anlagenauslegung sollten und können bei einer solchen Strukturierung der Einkommensströme explizit geschaffen werden. Vor diesem Hintergrund genießen diese strukturellen Reformen im Zeitverlauf Priorität vor einer wettbewerblichen Vergabe der Kapazitätzahlungen oder einem Übergang zu einem strikt technologieneutralen Ansatz. Mit dem Konzept der „Wertoptimierten EEG-Reform“ hat das Öko-Institut einen entsprechenden Vorschlag erarbeitet.

(Z10) Die Umlagemechanismen zur Deckung der über die neuen Marktsegmente entstehenden Kosten sollten entlang klarer Leitlinien entwickelt werden. Die Kosten zur Bereitstellung gesicherter Kapazität sollten ohne Privilegierungstatbestände auf alle Verbrauchergruppen umgelegt werden. Die Umlageprivilegierungen im Bereich der Bereitstellung regenerativer Erzeugungskapazitäten sollten für die letztverbrauchende Industrie auf den Kern zurückgeführt werden, der sich bei Betrachtung von Stromkosten und internationalem Wettbewerb rechtfertigen lässt. Die Privilegierung (jeglichen) Eigenverbrauchs sollte auf einen Sockelbetrag begrenzt werden.

(Z11) Die anstehenden Reformschritte in Richtung eines umfassenden Marktdesigns der Energiewende sollten so angelegt werden, dass die notwendigen Erfahrungen gemacht werden und die Reform als schrittweiser, lernorientierter und flexibler Prozess vollzogen wird.

Einordnung und Hintergrund¹

(1) Die Energiewende erreicht als energiepolitisches Handlungskonzept nur als bewusst und dezidiert langfristig angelegtes Projekt eine neue Qualität. Der Ausstieg aus der Kernenergie liegt mit Rücknahme der 2010 beschlossenen Laufzeitverlängerung im Jahr 2011 wieder in dem Korridor des Ausstiegsfahrplans, der bereits im Jahr 2000 zwischen der Bundesregierung und den Kernkraftwerksbetreibern ausgehandelt und seit Anfang 2002 gesetzlich kodifiziert wurde. Der Ausbau der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien ist bis 2020 im Rahmen der seit 2009 geltenden EU-Richtlinie rechtsverbindlich festgelegt. Eine wirklich neue energiewirtschaftliche und energiepolitische Qualität entstand letztlich erst in der Kombination der 2010 und 2011 getroffenen Entscheidungen. So wurden im Kontext der Laufzeitverlängerung für die deutschen Kernkraftwerke im Jahr 2010 erstmals Langfristziele beschlossen, vor allem zur Rückführung der Treibhausgasemissionen (80 bis 95% bis 2050), zur Ausweitung der regenerativen Stromerzeugung (mindestens 80% bis 2050) und zur Primärenergieeinsparung (50% bis 2050). Mit der Rückkehr zum Kernenergie-Ausstieg bis 2022 im Jahr 2011 wurde die Orientierung auf ein mittel- und langfristig regenerativ basiertes Energiesystem fixiert.

(2) Mit dieser Neuorientierung ergibt sich die Gestaltung eines langfristig tragfähigen und (auch: ökonomisch) nachhaltigen Strommarktdesigns als eine zentrale Herausforderung. Auch wenn der Übergang zu einem neuen Strommarktdesign letztlich in einem schrittweisen Prozess erfolgen muss bzw. wird, die Konsistenzprüfung der jeweils angegangenen Reformschritte mit den langfristig notwendigen Strukturen bzw. die Vermeidung kurzfristig möglicherweise sinnvoller, aber mittel- und längerfristig perspektivloser oder ggf. sogar kontraproduktiver Veränderungen des Strommarktdesigns erhalten damit eine besondere Bedeutung.

(3) Bei allen Unsicherheiten und bei allen unerwarteten Innovationen kann für wesentliche Elemente des zukünftigen Stromsystems durchaus ein relativ robuster Kern identifiziert werden. Ausgehend von einer Nachfrage für die heutigen Stromanwendungen in einem Lastbereich von 40 bis 85 Gigawatt (GW) werden diesbezüglich vor allem folgende Aspekte prägend sein:

- eine installierte Leistung von dargebotsabhängigen Stromerzeugungsanlagen (d.h. vor allem Wind- und Sonnenenergie) von mindestens 100 GW für den Zeithorizont 2030 und mindestens 200 GW für den Zeithorizont 2050;

¹ Die Ausführungen in dieser Stellungnahme stellen eine überarbeitete und erweiterte Fassung eines Beitrags des Autors im Sammelband „Handbuch Energiewende“, herausgegeben von Thomas Kästner und Henning Rentz (Essen, 2013) dar. Die zugrunde liegenden Analysen wurden teilweise von der Umweltstiftung WWF Deutschland, Agora Energiewende, dem Bundesministerium für Wirtschaft und Technologie sowie dem Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit gefördert (vgl. die Literaturnachweise am Ende dieser Stellungnahme).

- ein Bedarf an Residuallastdeckung durch konventionelle Kraftwerke, nachfrageseitige Flexibilitäten, Importe bzw. Speicher in der Größenordnung von mehr als 80 GW für die Perspektive 2030/2050;
- ein Flexibilisierungsbedarf (nachfrageseitige Reaktionen, Speicher, Export bzw. Abregelung) aus der Spitzenproduktion von dargebotsabhängiger Erzeugung von insgesamt mindestens 30 GW für den Zeithorizont 2030 sowie 80 GW oder mehr für die Perspektive 2050;
- massiv ausgebaute Infrastrukturen auf der Ebene der Übertragungs- wie auch der Verteilungsnetze und mit Blick auf die Grenzkuppelstellen.

(4) Unter Maßgabe der Ziele des Energiekonzepts und der genannten Kernelemente kann das zukünftige System auf vier Ebenen qualifiziert werden:

- es wird deutlich verteilter (also durch eine sehr hohe Zahl von Stromerzeugungsanlagen und Flexibilitätsoptionen auf der Angebots- und Nachfrageseite geprägt), hoch dynamisch, also extrem koordinationsintensiv sein;
- es wird geprägt sein durch eine hohe Kapitalintensität, also Erzeugungsanlagen mit hohen Kapital- und niedrigen Betriebskosten, wobei dies sowohl für die dargebotsabhängigen Stromerzeugungsoptionen Wind- und Solarenergie oder Speicher, aber auch und gerade für niedrig ausgelastete Residuallast- und Flexibilitätsoptionen (sowohl auf der Angebots- und Nachfrageseite) gilt;
- es wird und soll klar durch CO₂-freie bzw. regenerative Erzeugungsoptionen dominiert sein;
- es wird infrastrukturintensiver als das derzeit vorfindliche System sein müssen.

Die kurz-, mittel- und langfristig anstehenden Veränderungen des Stromsystems und des Strommarktdesigns sollten also in einer Weise konzipiert werden, dass sie auch in einer längerfristigen Perspektive produktiv bleiben, die durch die beschriebenen Aspekte geprägt ist.

(5) Ungeachtet der prägenden Rolle der Energiewende-Entscheidungen kann und darf nicht ausgeblendet werden, dass auch eine Reihe anderweitiger Entwicklungen ganz entscheidend für den Veränderungsbedarf und die Entwicklungsrichtung des Stromsystems und des Strommarktdesigns ist. Die Energiewende vollzieht sich damit auch im Überschneidungsbereich der folgenden sieben Entwicklungen, die jeweils erhebliche Umbrüche markieren:

- Das deutsche und europäische Stromversorgungssystem steht am Ende einer Phase deutlicher Unterinvestitionen. Für nahezu zwei Dekaden lagen die preisbereinigten Investitionen in (konventionelle) Kraftwerke und Netze nur noch bei etwa der Hälfte der in den 1970er und 1980er Jahren erreichten Werte. Letztlich wird dieses Investitionsniveau in jedem Fall, auch angesichts gestiegener Material und Anlagenkosten, um etwa den Faktor 3, zunehmen und refinanziert werden müssen.
- Diese Investitionsnotwendigkeiten entstehen auch durch eine Reihe politischer Interventionen. In Deutschland stehen in der Perspektive 2022 Kraftwerkskapa-

zitäten von etwa 20 GW nicht länger zur Verfügung. Ähnliche Politiken lassen auch die Kernkraftwerkskapazitäten in Belgien und der Schweiz abschmelzen. Aber auch die EU-Richtlinie zu Industrieemissionen erzwingt in weiteren Nachbarstaaten (Frankreich, Polen, Großbritannien etc.) die Stilllegung erheblicher Kraftwerkskapazitäten. Insgesamt summieren sich diese Kapazitätsverluste in den Nachbarstaaten Deutschlands auf ebenfalls mindestens 20 GW.

- Es ergeben sich absehbar eher ungünstige Entwicklungen auf den globalen Brennstoffmärkten. Die CO₂-arme fossile Stromerzeugung, aber auch sehr flexible und vor allem weniger kapitalintensive Residuallastkraftwerke sind angesichts absehbar niedriger Steinkohle- und vergleichsweise hoher Erdgaspreise (selbst unter Berücksichtigung der Entwicklungen im Bereich des unkonventionellen Erdgases) ohne weitere Flankierungen mit erheblichen wirtschaftlichen Problemen konfrontiert.
- Diese Herausforderungen werden noch dadurch verstärkt, dass die Preise für regenerative Kraftwerke in den letzten Jahren zwar massiv gesunken, die Kosten für konventionelle Kraftwerksanlagen jedoch in der letzten Dekade um 70% gestiegen sind. Ein Strommarkt mit abnehmender Ertragskraft trifft so zumindest im Bereich der Residuallastkraftwerke und Flexibilitätsoptionen auf zunehmende Refinanzierungsanforderungen.
- Auch im Rahmen der Europäischen Union sind die Weichen für eine grundlegende und langfristig angelegte Umgestaltung des Energiesystems auf kohlendioxidfreie Energieträger gestellt worden. Für Deutschland wurde dieser Weg der Dekarbonisierung klar auf erneuerbare Energien ausgerichtet, andere europäische Staaten orientieren dagegen auch auf die anderen beiden kohlendioxidarmen Stromerzeugungsoptionen, die Kernenergie sowie Kraftwerksanlagen mit Ausfilterung und nachfolgender geologischer Ablagerung von Kohlendioxid (CCS – Carbon Capture and Storage). Aber selbst hier werden Kernenergie und CCS stets in Ergänzung zu einem signifikanten Anteil erneuerbarer Energien stehen. Darüber hinaus sind auch diese beiden Optionen der CO₂-armen Stromversorgung durch hohe Kapitalintensität gekennzeichnet, führen also zumindest mit Blick auf das Marktdesign zu ähnlichen Herausforderungen wie die Orientierung auf eine Vollversorgung aus erneuerbaren Energien.
- Das europäische Emissionshandelssystem (EU ETS) als zentrales klimapolitisches Instrument, mit dem die klimapolitisch unvorteilhafte Entwicklung der Brennstoffpreise kompensiert werden könnte, ist aus verschiedenen Gründen in eine tiefe Krise geraten und wird selbst bei einer – unbedingt notwendigen – Reform erst mittelfristig wieder hinreichend robuste CO₂-Preise liefern können.
- Mit der Neuausrichtung des EU ETS sind für die Perioden ab 2013 signifikante Einkommensströme aus der kostenlosen Zuteilung von CO₂-Zertifikaten (bei gleichzeitiger Einpreisung der vollen CO₂-Kosten im wettbewerblichen Großhandelsmarkt) weggefallen. Diese trugen bis 2012 in erheblichem Maße

zur Deckung der fixen Betriebskosten bei, auch wurden daraus nennenswerte Anteile zur Refinanzierung von Investitionen erwartet.

Insbesondere die kurz- und mittelfristig anstehenden Transformationsschritte hin zum Strommarktdesign der Energiewende werden diese unterschiedlichen Herausforderungen sorgfältig berücksichtigen und aufnehmen müssen. Das bedeutet jedoch keinesfalls, dass damit die notwendigen Veränderungen z.B. mit Blick auf das Emissionshandelssystem der Europäischen Union entfallen oder weniger dringlich würden.

Die Ausgangssituation und die Herausforderungen im Bereich der erneuerbaren Energien

(6) Die Entwicklung der erneuerbaren Energien in der Stromerzeugung ist für die letzten zwei Dekaden ganz maßgeblich durch die gezielte Förderung über das Stromeinspeisungsgesetz (StromEinspG – von 1991 bis 2000) und das Erneuerbare Energien Gesetz (EEG – ab 2000) vorangetrieben worden. In der Rückschau hat sich dieser Flankierungsrahmen vor allem mit Blick auf die folgenden Aspekte als zunächst sehr erfolgreich erwiesen:

- der Stromerzeugungsanteil erneuerbarer Energien wurde über einen Zeitraum von 22 Jahren um etwa 20 Prozentpunkte ausgebaut,
- die spezifischen Förderkosten für die einzelnen Technologien liegen – mit wenigen Ausnahmen – im internationalen Vergleich durchaus im unteren Bereich;
- es konnte ein Investorenkreis jenseits der klassischen Akteure in der Energiewirtschaft erschlossen werden, der auch ökonomischer Teilhabe an der Energiewende in erheblicher Breite und eine signifikante Diversifizierung der Finanzierungsoptionen ermöglicht;
- es wurde eine erhebliche Technologiebreite für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien adressiert, die auch eine umfassende und zielgerichtete Planung der Infrastrukturen ermöglicht;
- der robuste Förder-Mechanismus des EEG hat sehr maßgeblich dazu beigetragen, dass die Kosten der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien – inflationsbereinigt und insbesondere relativ zu den Kostenentwicklungen bei konventionellen Stromerzeugungsanlagen – durch industrialisierungsbedingte Innovationen vor allem für Onshore-Windenergie und die PV-Stromerzeugung massiv gesenkt werden konnten.

(7) Diese sehr unterschiedlichen Errungenschaften gilt es zu berücksichtigen, wenn Alternativen zum oder Reformen des EEG in seiner derzeitigen Ausprägung diskutiert werden. Darüber hinaus sollte bei allen auf Deutschland oder Europa bezogenen Einordnungen des EEG nicht aus dem Blick verloren werden, dass technologische Innovationen und Kostensenkungen ermöglicht wurden, die nun auf dem Technologie-Weltmarkt und damit auch in Regionen mit geringerer Kaufkraft, weniger robusten wirtschaftlichen, ggf. aber auch besseren geographischen bzw. klimatischen Rahmenbe-

dingungen zur Verfügung stehen. Dieser „altruistische“ Beitrag der deutschen Förderpolitik im Bereich der erneuerbaren Energien sollte bei einer umfassenden Bewertung des Förderregimes gerade vor dem Hintergrund der Tatsache nicht aus dem Blick verloren werden, dass erkennbar keine andere Jurisdiktion mit einem vergleichbar konzentrierten Marktvolumen in den letzten beiden Dekaden willens oder in der Lage war, diese Lernkurveneffekte zu finanzieren.

(8) Mit der Einspeisevergütung des EEG sind so vier unterschiedliche Zahlungen in einem Einkommensstrom zusammen gefasst worden:

- eine Zahlung für den elektritätswirtschaftlichen Wert des erzeugten Stroms,
- eine Zahlung zur Kompensation für die fehlende Internalisierung externer Kosten im konventionellen Strommarkt,
- eine Zahlung zur Refinanzierung der Investitionen,
- eine Zahlung zur Finanzierung der Potenzialerschließung für die industrialisierungsbedingten Innovationen.

Die Notwendigkeit dieser Zahlungen ändert sich im Zeitverlauf. Einige Zahlungsströme (Vergütung der Produktion, Schließung der Deckungslücke bei der Refinanzierung von Investitionen) werden sich – gerade im Licht der Erfahrungen aus dem konventionellen Segment des Stromsystems – auch langfristig als notwendig erweisen. Andere Zahlungen (Internalisierung, Innovationsfinanzierung) sind eher temporärer Natur bzw. können sich im Zeitverlauf erübrigen. Die Notwendigkeit dieser vier, zukünftig vielleicht nur noch drei oder zwei unterschiedlichen Zahlungen bedeutet jedoch keineswegs, dass sie dauerhaft in einem Einkommensstrom zusammengefasst bleiben sollten oder müssen.

(9) Deutschland kommt aber auch an Grenzen des bisher sehr wirkungsmächtigen Förderinstrumentariums:

- Das Einheitsmodell mit kostenorientierten, fixen Einspeisevergütungen über 20 Jahre reflektiert zunehmend weniger den Entwicklungsstand der verschiedenen Technologien:
 - nachdem sich im Jahr 2000 alle Optionen der „neuen“ erneuerbaren Stromerzeugung (Wind- und Solarenergie, Biomasseverstromung, Geothermie etc.) in einem frühen Entwicklungsstadium befanden,
 - haben Onshore-Windkraft und PV erhebliche Fortschritte beim Durchlaufen der Lernkurve gemacht,
 - während andere Technologien noch am Anfang dieser Lernkurve stehen (Offshore-Wind) oder
 - sich die Hoffnungen auf massive Lernkurveneffekte als verfehlt herausgestellt haben (viele Bereiche der Biomasseverstromung) oder
 - entsprechende Lernkurveneffekte weiter sehr spekulativ bleiben (Geothermie, ozeanische Energien etc.).

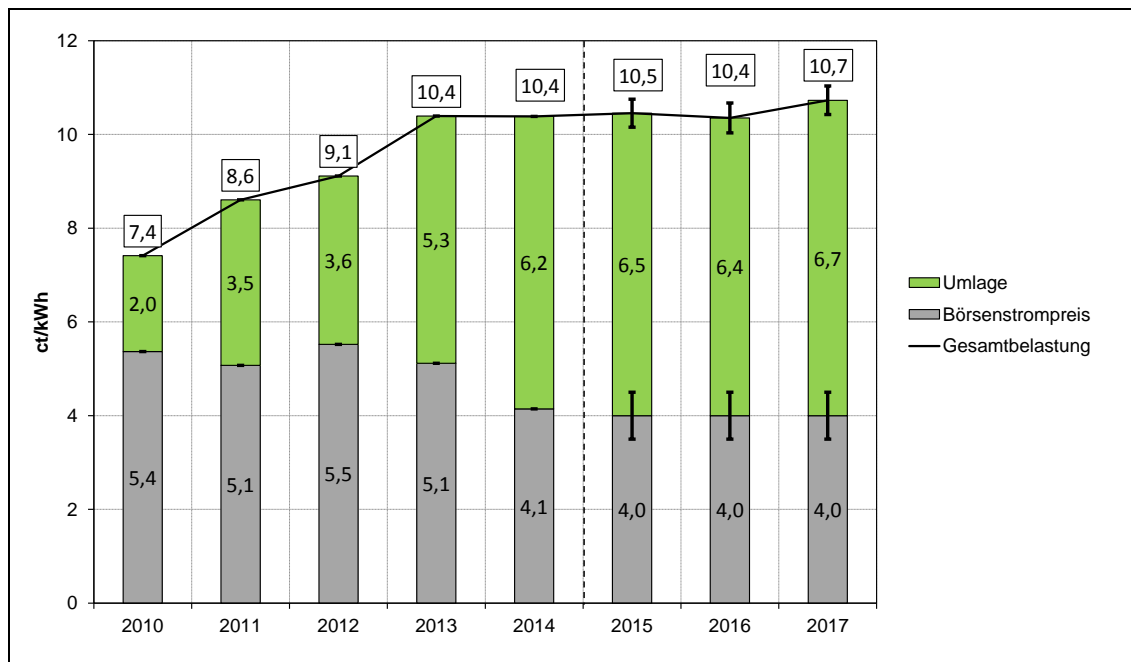
- Die Anpassungsfähigkeit des Systems an eine bis dahin nicht gekannte, extrem dynamische Kostenentwicklung im Bereich der Fotovoltaik (PV) hat in den Jahren 2010 und 2011 eklatant versagt, so dass es zu massiven Überförderungen gekommen ist, deren Kosten das Gesamtsystem noch lange prägen werden.
- Das hoch differenzierte Fördersystem hat einen Komplexitätsgrad erreicht, der teilweise nur noch schwer zu überblicken ist (Biomasse-Verstromung), bei dem sich hinsichtlich einiger Regelungen die Frage stellt, ob sie noch angemessen oder zeitgemäß sind (Nawaro-, Systemdienstleistungs- oder Repowering-Boni) oder ob sie mit Blick auf einige Parametrisierungen (Referenzertragsmodell für Windenergie etc.) noch vertretbar sind.
- Mit steigenden Aufkommensanteilen kommt der Optimierung des Anlagenbetriebs eine neue Bedeutung zu:
 - zwischen den verschiedenen Stromerzeugungsoptionen auf Basis erneuerbaren Energien
 - zwischen den verschiedenen Stromerzeugungsoptionen auf Basis erneuerbarer Energien und den komplementären Flexibilitätsoptionen.

Bei größeren Anteilen der Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien stellt sich neben der Frage nach Flexibilitätsoptionen (Flexibilisierung der Nachfrage, Speicher etc.) auch die Frage einer systemdienlichen Optimierung von Betriebsentscheidungen und Investitionsstrukturen. Das EEG in seiner bisherigen Konstruktion bietet hier bisher keine sinnvollen Steuerungsmechanismen und führt in Teilen sogar zu im Sinne der Gesamtsystemoptimierung kontraproduktiven Effekten (Auslegung und Betrieb von Biomasseanlagen auf Grundlastbetrieb, starre Anreize für Starkwindanlagen, pauschale Eigenverbrauchsanteile etc.).

(10) Mit Ausnahme der klaren Überförderung von Fotovoltaik-Anlagen für die Inbetriebnahme-Kohorten der Jahre 2010 und 2011 wiegen die Kosten des bisherigen Fördersystems bei einer umfassenden Betrachtung und vor allem mit Blick auf das erreichte Ausbauniveau eher weniger schwer, da

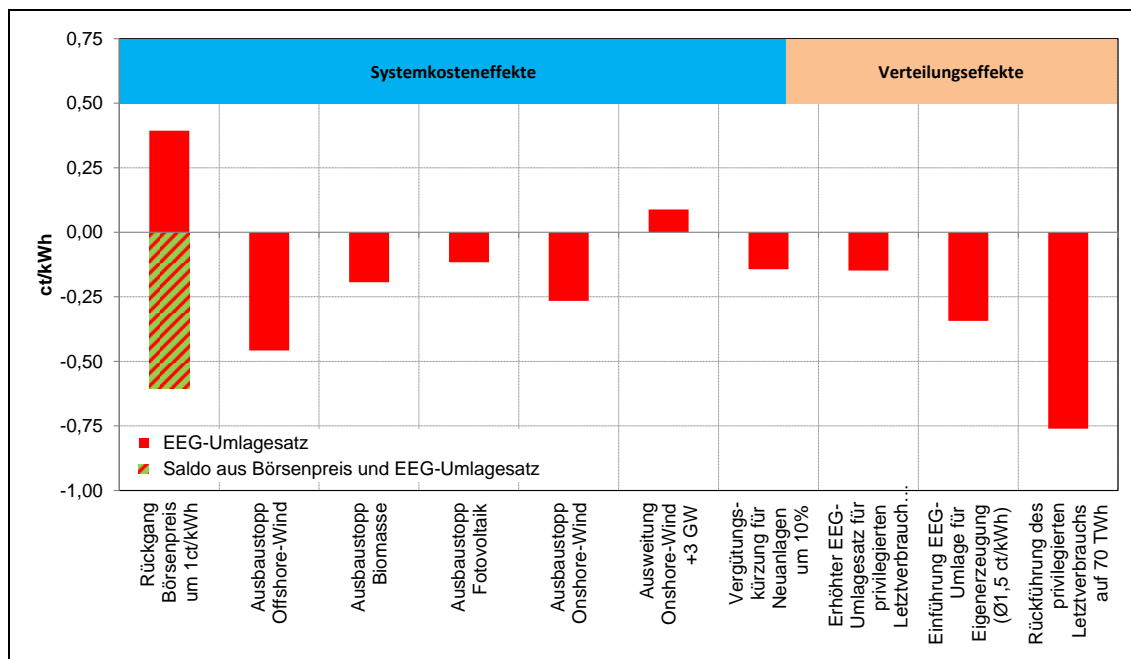
- die Kosten alternativer Entwicklungen (alternative Investitions- und Betriebskosten) oft unterschätzt werden;
- die geringen Risikozuschläge die Effizienzverluste durch die administrative Preisregulierung bei technologiespezifischer Betrachtung (über-) kompensieren können;
- signifikante Kostensenkungen letztlich nur durch eine Verengung des Technologieportfolios (auf welchem Weg auch immer) oder eine Absenkung des angestrebten Ausbauniveaus erzielt werden können, was vor dem Hintergrund der bisherigen Erfahrungen zumindest in großen Teilen problematisch wäre.

Abbildung 1 Projektion für die Entwicklung der EEG-Umlage bis 2017 und der Systemkosten als Summe von Marktpreisen und EEG-Umlage



Quelle: Öko-Institut

Abbildung 2 Projektion für die Hebeleffekte ausgewählter Maßnahmen auf die EEG-Umlage 2017



Quelle: Öko-Institut

(11) Die derzeit vor allem auf die Entwicklung der EEG-Umlage fixierte Kostendiskussion ist vor allem aus zwei Gründen fehlerhaft:

- Die Entwicklung der EEG-Umlage bildet keinen sinnvollen Bewertungs- oder Steuerungsindikator, da sie maßgeblich von der Entwicklung der Großhandelspreise abhängt. Nur eine Gesamtbetrachtung von Marktpreis und EEG-Umlage erlaubt eine sinnvolle Bewertung der Systemkosten (Abbildung 1)
- Die Möglichkeiten zur Beeinflussung der EEG-Umlage sind bei Einhaltung der Ausbauziele sowie bei Wahrung des Vertrauensschutzes für Bestandsanlagen einerseits begrenzt. Andererseits können sie durch gegenläufige Entwicklungen auf dem Strommarkt (gravierende Effekte sinkender Börsenstrompreise) konterkariert werden, betreffen hinsichtlich der größeren Beiträge zur Kostenreduktion v.a. Bereiche, die zukünftig Kosten sparend wirken können (Offshore-Windenergie), die heute die preiswertesten Potenziale repräsentieren (Onshore-Windkraft und Fotovoltaik) bzw. finden sich eher im Bereich der Umverteilung als der Kostensenkung (Rückführung der Privilegierungstatbestände für Industrie und Eigenerzeuger) (Abbildung 2).

(12) Neben den genannten, generischen Herausforderungen ist schließlich auf einen wichtigen politisch-rechtlichen Aspekt hinzuweisen. Im Rahmen des EU-Binnenmarktes für Strom ist es als äußerst fraglich anzusehen, ob eine Vergütung für signifikante Aufkommensanteile auf Basis von Kostenerstattungs-Mechanismen bestandskräftig sein kann, die ein massiv an Bedeutung gewinnendes Parallelsegment zum konventionellen Strommarkt bilden. Solange der europäische Binnenmarkt für Elektrizität als regulativer Rahmen für das Stromsystem existiert, wird gerade diese strukturelle Herausforderung nicht außer Acht gelassen werden können. Dies gilt insbesondere, wenn sich im europäischen Ausland die Bestrebungen fortsetzen, an die Konstruktion des EEG angelehnte Mechanismen zur Investitionsfinanzierung von Kernkraftwerken (Großbritannien, Tschechien) oder CO₂-intensiven Erzeugungsoptionen (Polen) einzuführen.

(13) Das Grundkonzept kostenorientierter Festvergütungen über lange Zeiträume bei mehr oder weniger vollständiger Abschottung vom Strommarkt („Invest, produce and forget“) dürfte damit über kurz oder lang kaum noch sinnvoll oder haltbar sein.

(14) Die anstehenden Reformen werden sich also im Spannungsfeld unbestreitbarer und zumindest teilweise unbedingt bewahrenswerter Errungenschaften auf der einen Seite aber auch gravierender und teilweise unausweichlicher Veränderungsanforderungen auf der anderen Seite vollziehen müssen;

- diese betreffen einerseits die Anreize zum systemdienlichen Betrieb und zu systemdienlichen Investitionsstrukturen;
- sie betreffen aber auch die Erhöhung der Kosteneffizienz wobei sich diese explizit auf das Gesamtsystem beziehen sollte, also einschließlich der Folgekosten, insbesondere mit Blick auf den zukünftig massiv an Bedeutung gewinnenden Bedarf an Infrastrukturen, Flexibilitätsoptionen etc.

(15) Die Reformen des EEG sind zumindest in Teilbereichen durchaus zeitkritisch. Mit jeder Jahreskohorte nicht systemdienlich ausgelegter bzw. betriebener Anlagen werden für die Zukunft zusätzliche, aber letztlich vermeidbare Kosten geschaffen (Infrastruktur, Speicher, Backup-Kraftwerke etc.), wenn diese Anlagen in nicht systemdienlicher Auslegung in Betrieb genommen bzw. bezüglich der entsprechenden Anreize Vertrauensschutz-Tatbestände geschaffen wurden.

Die Ausgangssituation und die Herausforderungen im Bereich der konventionellen Erzeugungs- und Flexibilitätsoptionen

(16) Zumindest für die nächsten zwei bis drei Dekaden wird das konventionelle Kraftwerkssegment eine sehr wichtige Rolle in der Elektrizitätsversorgung spielen müssen, wenn sich auch diese Rolle in Zukunft massiv verändern wird. Während fossile und nukleare Kraftwerke das überkommene Stromsystem in einer klaren Struktur aus Grund-, Mittel- und Spitzenlast geprägt haben, wird sich die Rolle fossiler Kraftwerke zukünftig deutlich in Richtung von Komplementär- und Flexibilitätsoptionen verschieben, die die durch erneuerbare Energien (vor allem Wind- und Solarenergie) noch nicht oder nicht zu akzeptablen Kosten erbringbaren Beiträge bezüglich Bedarfsdeckung und Versorgungssicherheit ergänzen müssen.

(17) Die zur Erbringung dieser Komplementärfunktionen notwendigen Kapazitäten werden für die nächsten Jahre – ggf. auch mit Nachrüstinvestitionen zur Erhöhung des Flexibilitätspotenzials – aus dem Kraftwerksbestand erschlossen werden können, in der nächsten Dekade werden jedoch auch im Bereich fossiler Kraftwerke neue Kapazitäten mit hohen Flexibilitätsparametern neu errichtet werden müssen. Sowohl die Erhaltung und Flexibilisierung des notwendigen Kraftwerksbestandes als auch die Neuerrichtung geeigneter Komplementärkraftwerke bedarf jedoch eines Umfeldes, in dem diese Maßnahmen wirtschaftlich darstellbar werden. Gleiches gilt für die kurzfristige Aufgabe, nachfrageseitige Flexibilitäten zu erschließen wie auch die eher langfristige Herausforderung, erhebliche Speicherkapazitäten in den Markt zu bringen.

(18) Das aktuelle Marktmodell für das konventionelle Segment der Stromversorgung im liberalisierten Strommarkt hat sich in einer spezifischen historischen Situation herausgebildet. Die Strommarktliberalisierung in der EU setzte auf den Kapitalstock eines Kraftwerksparks auf, der zu Monopolzeiten entstanden und weitgehend refinanziert worden sowie im kontinentaleuropäischen Markt vor allem durch kapitalintensive Erzeugungsoptionen mit geringen Betriebskosten geprägt war. Diese Kostenstrukturen des zu Beginn der Liberalisierung bestehenden Kapitalstocks ergaben sich dabei auch aus politischen Vorgaben für die Gestaltung des Kraftwerksparks (Kohle-Förderpolitik etc.), die das zu Monopolzeiten umgesetzte Investitionsportfolio über die normale Investitionsregulierung hinaus massiv beeinflusst haben. Nicht zuletzt war das Stromversorgungssystem zu Beginn der Liberalisierungsphase durch erhebliche Überkapazitäten gekennzeichnet.

(19) Nur vor diesem Hintergrund konnte sich im spezifischen Kontext der Stromversorgung (Ausgleich von Angebot und Nachfrage in Echtzeit, extrem begrenzte Lager-

fähigkeit von elektrischer Energie, lange Lebensdauer und hohe Infrastrukturbindung des Kapitalstocks) für etwa eine Dekade ein Strommarkt herausbilden, in dem sich Preise allein auf Basis der kurzfristigen Grenzkosten (Brennstoffe und ab 2005 Emissionsberechtigungen) bilden. Ein internationaler Vergleich mit wachstumsgeprägten Strommärkten sowie ein Rückblick auf das Investitionsgeschehen in der Periode vor der Einführung von Strommarkt-Monopolen, Investitions- und Preisregulierung (in Deutschland: vor 1935) zeigt, dass allein als Strommengen- („Energy-only“-) Märkte strukturierte Strommärkte letztlich als typische Marktausprägung einer Brownfield-Liberalisierung anzusehen sind. Für investitionsintensive Phasen im wettbewerblichen Strommarkt („Greenfield-Wettbewerb“) bildet der Energy-only-Markt dagegen keineswegs das Standard-Marktmodell. Das derzeit vorfindliche Marktdesign ist letztlich ökonomisch nicht nachhaltig („Produce and forget about investment“).

(20) Mit dem Ende der Übergangsphase zum liberalisierten Strommarkt, das sich mit der Notwendigkeit massiver Investitionen in die Stromerzeugung abzeichnet, stellt sich also auch die Frage nach einem Marktdesign, das umfangreiche Investitionen ermöglicht. In der Gesamtsicht der theoretischen Debatte und des empirischen Befundes überwiegen die Hinweise darauf, dass eine Organisation des Strommarktes als Energy-only-Markt keine hinreichend tragfähige oder mit Blick auf die Kosten akzeptable Basis für das konventionelle Strommarktsegment bildet, wenn ein hohes Maß an Versorgungssicherheit gewährleistet werden soll. Die grundsätzlichen Probleme des Energy-only-Marktes im Kontext eines Kapitalstocks mit einem eher geringen Gradienten bei den kurzfristigen Grenzkosten der Angebotsoptionen („flache Merit-order-Kurve“) werden dabei im aktuellen Umfeld für den europäischen Strommarkt noch durch drei Sondereffekte (deutlich) verstärkt:

- der massive Ausbau erneuerbarer Energien, v.a. über Optionen mit vernachlässigbaren kurzfristigen Grenzkosten (Wind- und Solarenergie), verschiebt die Merit-Order-Kurve und senkt die Arbeitsauslastung der konventionellen Kraftwerkwerke erheblich, ohne deren Leistungsbeitrag vollständig zu ersetzen;
- wie bereits erwähnt, haben sich die Preise für konventionelle Stromerzeugungsanlagen in den letzten Jahren massiv erhöht;
- über die CO₂-Bepreisung mit dem Europäischen Emissionshandelssystem können zumindest in der kurzfristigen Perspektive keine signifikanten Erträge für wenig CO₂-intensive Investitionen erzielt werden.

Der folgende Exkurs illustriert die verschiedenen Facetten der fehlenden Refinanzierungsmöglichkeiten („Missing Money“) für Investitionen im heutigen Marktdesign.

Exkurs: Statt theoretischer Ableitungen

Testfragen zur Leistungsfähigkeit des Energy-only-Marktes in Bezug auf die Refinanzierung von Investitionen im konventionellen wie im erneuerbaren Segment

Das Missing-Money-Problem im konventionellen Segment

1) Kann der Energy-only-Markt über hinreichende (Investitionen ermöglichende) Zeiträume hinreichend hohe Preise erzeugen?

1a) Kann der Energy-only-Markt sehr hohe Preise (>1000 €/MWh) erzeugen?

Ohne jeden Zweifel, dies ist in der Vergangenheit im In- und Ausland hinreichend oft beobachtet worden.

1b) Können solche Preisniveaus über längere Zeiträume im Jahr (>50 Stunden) auftreten?

Im Prinzip ja, wenn sehr hohe Preisniveaus über solche Zeiträume empirisch bisher noch nicht beobachtet worden sind. Im Kontext des Übergangs ergibt sich noch die erschwerende Bedingung, dass angesichts der stochastischen Leistungsbeiträge v.a. der Windenergie die Wahrscheinlichkeit längerer Höchstpreisphasen jedoch erheblich sinkt.

1c) Können solche Preisniveaus über längere Zeiträume im Jahr über mehrere Jahre (>5 Jahre) auftreten?

Sobald Investitionen in die Ausweitung des Leistungsangebots oder die Nachfrageflexibilität erfolgen, ist der Fortbestand dieser Preisniveaus über mehrere Jahre extrem unwahrscheinlich.

2) Wird der Regulierer angesichts dieser Preisniveaus auf Eingriffe verzichten?

Im Prinzip ist das vorstellbar, im Kontext der internationalen Erfahrungen, aber auch der Erfahrungen in der jüngeren Vergangenheit von Energie- und Klimapolitik (Vertrauensschutz, negative Strompreise etc.) muss das aber bezweifelt werden?

3) Mit welchen Risikozuschlägen (wenn überhaupt) sind in dieser Situation Investitionen (Angebots- oder Nachfrageseite) möglich?

Letztlich werden im Lichte der Einschätzungen zu den Fragen 1a) bis 1c) sowie 2) Investitionen nicht oder – aber auch hier nur mit sehr geringer Wahrscheinlichkeit – nur mit extrem hohen Risikozuschlägen zustande kommen.

Das Missing-Money-Problem im regenerativen Segment

4) Kann der Energy-only-Markt in den Zeiträumen jenseits der Spitzeneinspeisung von Sonne und Wind Preise erzeugen, die zur Refinanzierung der Investitionen und Wind- und Solarkraftwerke ausreichen?

Theoretisch sind solche Konstellationen zumindest für bestimmte Anteile der Stromerzeugung aus Wind- und Solarenergie vorstellbar, es bedürfe jedoch extrem hoher – und eher unwahrscheinlicher – Brennstoff- bzw. CO₂-Preise.

5) Wird der Regulierer angesichts solch hoher Preisniveaus, v.a. für CO₂-Zertifikate auf Eingriffe verzichten?

Im Prinzip ist das vorstellbar, siehe aber die Einschätzung zu Frage 2.

6) Mit welchen Risikozuschlägen (wenn überhaupt) sind in dieser Situation Investitionen in regenerative Kraftwerke möglich?

Letztlich werden im Lichte der Einschätzungen zu den Fragen 4) und 5) Investitionen nicht oder – aber auch hier nur mit sehr geringer Wahrscheinlichkeit – nur mit extrem hohen Risikozuschlägen zustande kommen.

(21) Vor diesem Hintergrund wird deutlich, dass es teilweise (z.B. durch eine Beseitigung der aktuellen Probleme im EU ETS) durchaus Möglichkeiten gibt, die Einkommenssituation für Kraftwerks-Neuinvestitionen oder entsprechende Investitionen auf der Nachfrageseite oder in Speicher zu verbessern, dass aber die damit erzielbaren Effekte begrenzt sind und angesichts der generellen Problemstruktur allenfalls den Zeitpunkt verschieben könnten, ab dem Ergänzungen des heutigen Strommarktdesigns unausweichlich werden. Eine realistische Betrachtung der Gesamtsituation (Anpassungsmaßnahmen für den EU ETS werden eher nicht sehr kurzfristig wirken, Veränderungen bezüglich der anderen genannten Aspekte sind nicht möglich oder verbieten sich im Gesamtkontext der energie- und klimapolitischen Ziele) zeigt aber, dass die Veränderung des Strommarktdesigns bereits sehr zeitnah angegangen werden muss.

(22) Die Topologie dieser Veränderung ist dabei vor dem Hintergrund der oben dargelegten Überlegungen relativ klar.

- Der Energy-only-Markt wird erhalten und beispielsweise durch eine weitere Integration der europäischen Teilmärkte verstärkt werden müssen.
- Der Energy-only-Markt durch Kapazitätsmärkte ergänzt werden müssen, die im Zusammenwirken mit den Energy-only-Märkten ein hinreichendes Einkommen für Neuinvestitionen und den Betrieb des die erneuerbaren Energien ergänzenden und für die Versorgungssicherheit notwendigen fossilen Kraftwerksparks sowie der anderen Flexibilitätsoptionen (nachfrageseitige Flexibilität, Speicher etc.) erzeugen.

(23) Schließlich resultiert aus der beschriebenen Situation für das konventionelle Segment auch die Notwendigkeit einer größeren Risikokonvergenz zum erneuerbaren Segment des Versorgungssystems. Es wird schlichtweg nicht möglich sein, die bisherigen Risikoasymmetrien beizubehalten, die sich mit Blick auf das sehr weitgehend risikoarm gehaltenen Segment für die erneuerbare Stromerzeugung und das mit erheblichen und wachsenden Risiken konfrontierte Komplementärsegment ergeben.

Die Rolle von Preissignalen im zukünftigen Stromsystem

(24) Das Stromversorgungssystem der Energiewende wird sich zweifelsohne durch eine besondere Vielfalt der verschiedenen Optionen auf der Angebots- und Nachfrageseite auszeichnen. Während unmittelbar einleuchtend ist, dass zumindest für die Produktion der einlastbaren Stromerzeugungsoptionen, die verbrauchsseitigen Reaktionen sowie den Speichereinsatz auf dem Energy-only-Markt erzeugte Preissignale die entscheidende Steuer- und Optimierungsgröße sein werden, liegt dies für die Produktion von Wind- und Solarkraftwerken weniger nahe. Darüber hinaus stellt sich die Frage, ob und welche Preissignale auch für Investitionsentscheidungen, insbesondere für fluktuierende Energien wie Wind und Sonne, signifikant sein können oder sollen.

(25) Bei näherer Betrachtung zeigt sich, dass Preissignale aus dem Energy-only-Markt hier durchaus eine Rolle spielen können bzw. sollten:

- Hinsichtlich der Rolle von Preissignalen aus dem Energy-only-Markt für die Produktionsoptimierung sind folgende Fälle relevant
 - für einlastbare Erzeugungsoptionen auf Basis von fossilen Energien oder Biomasse ist die Bedeutung dieses Preissignals evident;
 - wenn im Strommarkt negative Strompreise auftreten (als Folge sehr hohen Angebots und begrenzter Flexibilitäten im System) kann dieses Preissignal ein sinnvolles Signal für die Abschaltung dargebotsabhängiger Stromerzeugungsoptionen bilden;
 - Marktpreise für Stromeinspeisungen bilden für die Optimierung von Stromerzeugung aus dargebotsabhängigen Stromerzeugungsoptionen sowie der Speicherbeladung eine sinnvolle Steuergröße
 - Preise im Energy-only-Markt bilden die Opportunität für Angebote im Regelenergiemarkt, wenn also fluktuierende erneuerbare Energien auch im Segment der Regelenergiemärkte eine Rolle spielen sollen, ist die Berücksichtigung des Preissignals aus dem Energy-only-Markt eine wichtige Optimierungsgröße.

Die drei letztgenannten Fälle werden in nennenswertem Umfang eher in der mittel- bis langfristigen als in der kurzfristigen Perspektive eine Rolle spielen können (oder müssen).

- Hinsichtlich der Rolle von Preissignalen aus dem Energy-only-Markt für Investitionsentscheidungen sind folgende Aspekte zu berücksichtigen
 - Deckungsbeiträge aus dem Energy-only-Markt spielen bei allen Investitionsentscheidungen für einlastbare Kraftwerke und andere Flexibilitätsoptionen (Nachfrage, Speicher etc.) fraglos eine Rolle;
 - Erträge aus dem Energy-only-Markt können für die Anlagenauslegung auch bei fluktuierenden erneuerbaren Energien eine Rolle spielen, dies betrifft beispielsweise die Ausrichtung bzw. Nachführung von PV-Anlagen, die Nabenhöhe sowie das Verhältnis von Rotorfläche und Generatorleistung bei Windkraftwerken (mit der der Zeitpunkt der Nennauslastung beeinflusst werden kann);
 - über Erträge aus dem Energy-only-Markt können ggf. Anreize für die Lokalisierung von Solar-, v.a. aber Windkraftwerken in den verschiedenen geographisch-klimatischen Zonen Deutschlands erzeugen, da aus einer breiteren räumlichen eine breitere zeitlichen Streuung der Produktion und damit höhere Erlöse entstehen können;
 - mit Erträgen aus dem Energy-only-Markt kann indirekt die perspektivische Inanspruchnahme von Speicherkapazitäten bzw. die Berücksichtigung des verfügbaren Speicherpotenzials in die Investitionsentscheidungen einbezogen werden.

Für alle Bereiche werden jedoch nach Stand der Dinge komplementäre Einkommensströme notwendig werden, um die notwendigen Investitionen wirtschaftlich darstellen zu können.

- Damit muss auch berücksichtigt werden, dass die Koordinationswirkungen des Energy-only-Marktes bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien und hohen Anteilen komplementärer Finanzierungsmechanismen durchaus auch begrenzt sind. Andere Finanzierungsmechanismen wie Kapazitätzahlungen oder vergleichbar wirkende Instrumente werden auch hier die entscheidende Rolle spielen müssen. Vor diesem Hintergrund können durch eine sinnvolle Ausgestaltung der zur Investitionsfinanzierung notwendigen Kapazitätsmechanismen (für das konventionelle und das erneuerbare Segment) Potenziale zur systemdienlichen Investitionsoptimierung erschlossen werden.

(26) Natürlich gibt es vor allem im Bereich der Betriebs- und Investitionsoptimierung auch Alternativen zu einer Strategie, die auf Preissignale des Energy-only-Markts und Risikobewertungen der Investoren abstellt. So können Vergütungen nach pauschalisierten Hoch- und Niedrigpreiszeiten differenziert werden, es können direkte Anreize für die Ansiedlung in bestimmten Regionen geschaffen oder das Investitionsportfolio über Ausbauziele oder -Deckel bzw. oder andere Formen des Portfoliomanagements (technologiespezifische Ausschreibungen etc.) oder im Extremfall über ordnungsrechtliche Vorgaben beeinflusst werden. Die bisherigen Erfahrungen mit solchen Regelungen, insbesondere wenn sie miteinander kombiniert werden müssen, zeigen jedoch, dass solche Feinsteuerungsansätze zu nicht unerheblichen Komplexitäten der entsprechenden Regularien führen und auf neue Entwicklungen, v.a. bei innovativen Technologien nur eingeschränkt bzw. verzögert angepasst werden können. Mit deutlich wachsenden Marktanteilen erneuerbarer Energien in der Stromversorgung werden sich diese Herausforderungen noch verschärfen.

(27) Gleichwohl bedarf es für die Integration und Schaffung von Preissignalen Übergangsphasen und „Gewöhnungsprozesse“, gerade wenn eine Konvergenz von Risikostrukturen für das konventionelle und das erneuerbare Segment des Stromsystems angestrebt und speziell für die Bereich der erneuerbaren Energien und nachfrageseitiger Flexibilitätsoptionen breite und sehr heterogene Investorenstrukturen adressiert werden soll. Speziell vor diesem Hintergrund sollte der entsprechende Übergangsprozess möglichst frühzeitig begonnen und vor allem auf Adaptionfähigkeit ausgerichtet werden. In diesem Kontext muss aber auch berücksichtigt werden, dass in einem wahrscheinlich durch Kapazitätzahlungen dominierten Marktdesign auch ein Risikoabbau entstehen kann, der den mit dem Energy-only-Markt auch und besonders für erneuerbare Energien verbundenen Risiken gegenüberstehen kann.

(28) Letztlich geht es vor allem im Bereich der regenerativen Stromerzeugung um einen nicht nur semantischen Perspektivwechsel, weg von einer Betrachtung der Investitionsfinanzierung als Gegenstand von Fördermaßnahmen und hin zu einem für massive Investitionen tragfähigen Marktdesign. In diesem Sinne wird die Marktdesign verstanden

- als ein System verschiedener Marktsegmente, in denen unterschiedliche, klar definierte Produkte (Strommenge, systemdienliche Kapazität, Systemdienstleistungen etc.) nachgefragt werden,
- die in ihrer Gesamtheit die Refinanzierung von Investitionen ermöglichen,
- in dem Preissignale so angelegt bzw. erzeugt werden, dass sie eine Optimierung zwischen den unterschiedlichen Marktsegmenten ermöglichen, d.h. jeweils möglichst wenig verzerrt sind,
- in dem die Parameter wie Fristigkeit von Zahlungen etc. in den verschiedenen Segmenten so konsistent wie möglich gewählt werden bzw. zumindest die Perspektive zu einer solchen Konsistenz eröffnen,
- zumindest in der Perspektive für wettbewerbliche Preisfindungsmechanismen geeignet sind.

Nicht alle dieser Aspekte sollten bzw. können in den anstehenden Reformschritten mit gleicher Stringenz umgesetzt werden, da teilweise erst vorgeschaltete (Struktur-) Reformen notwendig oder sinnvoll sind. Gleichwohl sollten sie als Leitlinien für die mittelfristige Entwicklung des neuen Strommarktdesigns dienen.

(29) Im diesem Sinne ist die im politischen Diskurs oft vorfindliche Diskreditierung von Kapazitätsmarkt-Instrumenten als neuer Subventionstatbestand weder zutreffend noch angemessen oder hilfreich.

Der Rahmen und die nächsten Reformetappen einer Übergangsstrategie

(30) Mit Blick auf die langfristigen Strukturen und die kurz- und mittelfristigen Handlungsnotwendigkeiten können Kernelemente für die nächsten Etappen einer robusten Übergangsstrategie hin zu einem Marktdesign der Energiewende gut identifiziert werden. Diese sollten dabei der Maxime folgen, dass die Weiterentwicklung der Rahmenbedingungen für die beiden Marktsegmente angesichts der Komplexität eher als lernender Prozess erfolgt, der die jeweils aktuellen Probleme aufnimmt, die entsprechenden Lösungsansätze aber strikt mit Blick auf die zukünftig notwendigen Marktstrukturen entwickelt und sich eine hinreichende Flexibilität bewahrt.

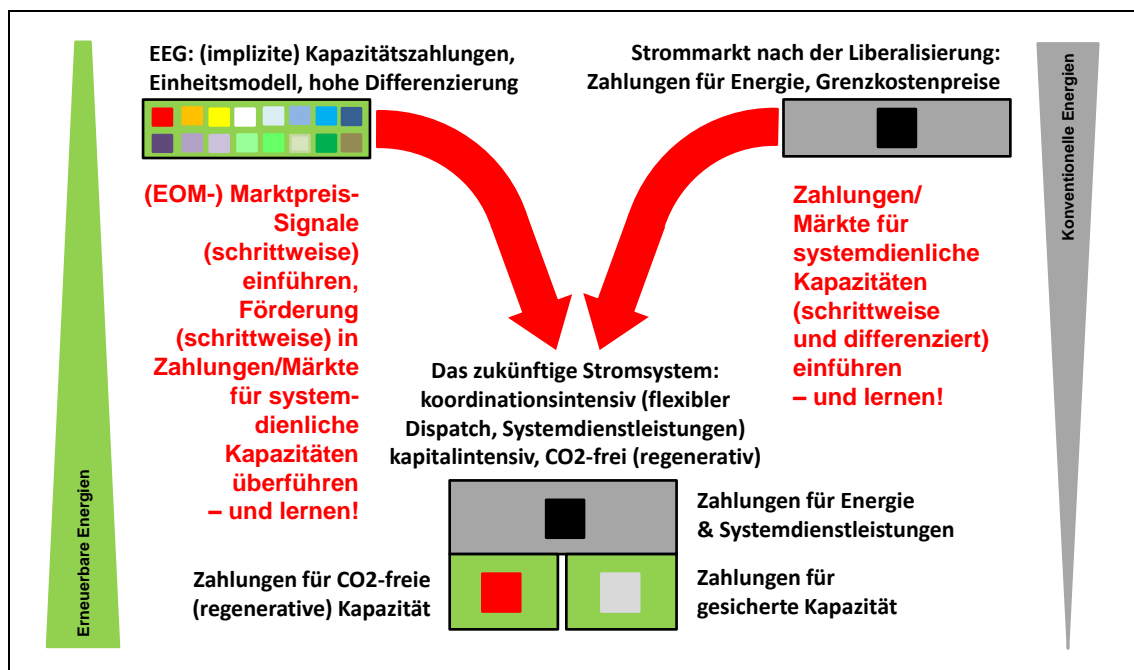
(31) Die Übergangsstrategie basiert auf der Einschätzung, dass ein zukünftig sehr vielfältiges Stromversorgungssystem (auf Angebots- und Nachfrageseite, bei regenerativen und konventionellen Kraftwerken, Speicher etc.) mit Blick auf Betrieb und Investition über Preissignale gesteuert werden sollte. Mit diesen Preissignalen ergeben sich Einkommensströme. Das zukünftige Marktdesign würde sich damit aus vier (Markt-) Segmenten ergeben

- dem (heutigen) Energy-only-Markt, der den optimalen Einsatz der unterschiedlichen Optionen koordiniert;

- dem (heutige) Systemdienstleistungsmarkt, der die Systemstabilität sichert und für alle angebots- und nachfrageseitigen Optionen geöffnet (d.h. hinsichtlich der Präqualifikationsbedingungen geändert) wird;
- einem (neuen) Marktsegment für gesicherte und systemdienliche Kapazität, mit dem die Refinanzierung von Investitionen in konventionelle Flexibilitätsoptionen ermöglicht wird;
- einem (neuen) Marktsegment für regenerative Erzeugungskapazität, mit dem die Refinanzierung von Investitionen in erneuerbare Stromerzeugungsoptionen, v.a. im Bereich der Wind- und Solarstromerzeugung ermöglicht wird.

(32) Das fünfte Segment des Stromsystems, die Netzinfrastruktur verbleibt als natürliches Monopol im regulierten Bereich. Hier sollte die Entwicklung hin zu einem investitionsorientierten Regulierungsregime vorangetrieben werden.

Abbildung 3 Struktur der nächsten Etappe einer Übergangsstrategie zu einem integrierten Marktdesign der Energiewende



Quelle: Öko-Institut

(33) Alle Reformschritte sollten auf geeignete Weise und in sinnvoller Abfolge eine Entwicklung des Marktdesigns in diese Richtung adressieren und insbesondere die entsprechenden Lernprozesse ermöglichen. Konkret sollte diese Übergangsstrategie (Abbildung 3) zunächst darin bestehen, dass das Marktdesign für das konventionelle Segment um Kapazitätsmarkt-Elemente ergänzt wird und über einen gewissen Zeitraum Erfahrungen mit diesem Instrumentarium gesammelt werden, ohne dass sehr umfassende Systeme (mit hohen Kosten) eingeführt werden müssten. Hierzu bildet das Konzept des „Fokussierten Kapazitätsmarkts“ einen sinnvollen Ansatzpunkt, über das vorerst nur die beiden „Problembereiche“ des konventionellen Erzeugungsseg-

ments, die stilllegungsbedrohten Bestandskraftwerke und die notwendigen Neubaukraftwerke über Auktionsverfahren in den Genuss von Kapazitätzahlungen kommen können, wobei nachfrageseitige Maßnahmen explizit mit einbezogen und für Neubaukraftwerke an den langfristigen Erfordernissen orientierte Flexibilitätseigenschaften gesichert werden sollen. In der Gesamtbewertung wiegen die geringeren Kosten für die Stromverbraucher und die explizite Adressierung der Flexibilität die unbestreitbaren Effizienz Nachteile einer solchen Ausprägung eines Kapazitätsmarktes auf. Unbestritten ist aber auch, dass ein solcher, vorerst selektiver Kapazitätsmarkt mittelfristig in einen umfassenden Kapazitätsmarkt, wenn auch in einen mit spezifischen Flexibilitätsanforderungen („Capability Market“) hineinwachsen wird.

(34) Gleichzeitig sollten in den Flankierungsrahmen für die erneuerbaren Energien Preissignale des Energy-only-Marktes eingebaut werden, um einerseits die Steuerungswirkungen dieser Preissignale zu erschließen. Andererseits müssen die im Segment der erneuerbaren Energien tätigen Investoren an die Notwendigkeit herangeführt werden, die Preissignale des Energy-only-Marktes in ihre Risikoabwägungen einzubeziehen bzw. dem Markt ein klares Signal zu geben, dass sich entsprechende Analyse- und Bewertungsangebote entwickeln müssen. Darüber hinaus könnten die jenseits der Erträge aus dem Energy-only-Markt für die Finanzierung notwendigen Zahlungsströme schrittweise in Kapazitätzahlungen umgewandelt werden, die so ausgestaltet werden, dass sie erstens die Preissignale aus dem Strommengenmarkt so wenig wie möglich verzerren, zweitens eine systemdienliche Anlagenauslegungen adressieren, drittens die Möglichkeit wettbewerblicher Preissetzung offen halten und viertens eine schrittweise abnehmende Technologiedifferenzierung im Blick behalten.

(35) Im Vordergrund der nächsten Reformetappe, einer wertoptimierten Reform des EEG, sollte jedoch die strukturelle Reform der Zahlungsströme und weniger die Vergabe der Kapazitätzahlungen im Wettbewerb oder die Technologieneutralität der Kapazitätzahlungen stehen. Beide Elemente würden zumindest zum derzeitigen Entwicklungsstand mit Blick auf steigende Risikoprämien bzw. inframarginale Verteilungseffekte mit hoher Wahrscheinlichkeit eher kostentreibend wirken. Reformen mit Blick auf die Neustrukturierung der Einkommensströme für die Stromerzeugung auf Basis erneuerbarer Energien sollten damit im Zeitverlauf Priorität genießen, erst wenn im Markt ausreichend Erfahrungen gemacht und Vertrauen in diese Strukturen geschaffen wurde, ist der Übergang zu anderen Vergabeverfahren (Ausschreibungen, Schritte hin zu mehr Technologieneutralität etc.) sinnvoll und zielführend.

(36) Eine solche Strategie kann Investitionssicherheit schaffen bzw. eine Konvergenz der Risikostrukturen für das konventionelle und das erneuerbare Segment des Stromsystems ermöglichen. Sie führt aber v.a. im Bereich der erneuerbaren Stromerzeugungsoptionen zu preisbasierte Steuerungssignalen und bezieht damit Risikofaktoren ein, die auch Risikoprämien nach sich ziehen werden. Mit einem schrittweisen Ansatz kann aber der – im Zeitverlauf unvermeidbare – Risikoaufwuchs kostenseitig begrenzt werden:

- zunächst würde mit der Integration von Preissignalen des Strommengen-Marktes nur das ökonomische Äquivalent des Vermarktungsrisikos eingeführt,

- das Risiko der Förderhöhe würde erst im schrittweisen Reformprozess im Zeitverlauf aufgebaut,
- das Risiko der Förderdauer könnte weitgehend vermieden werden, wenn im Zuge der Marktkonvergenz zwischen dem konventionellen und dem erneuerbaren Segment die Strategie verfolgt wird, Kapazitätzahlungen für Neuanlagen auf längerfristiger Basis einzuführen und beizubehalten,
- durch den Übergang zu Kapazitätzahlungen können einige Risiken (Dargebotsrisiken für Wind- und Solarenergie) auch abgebaut werden.

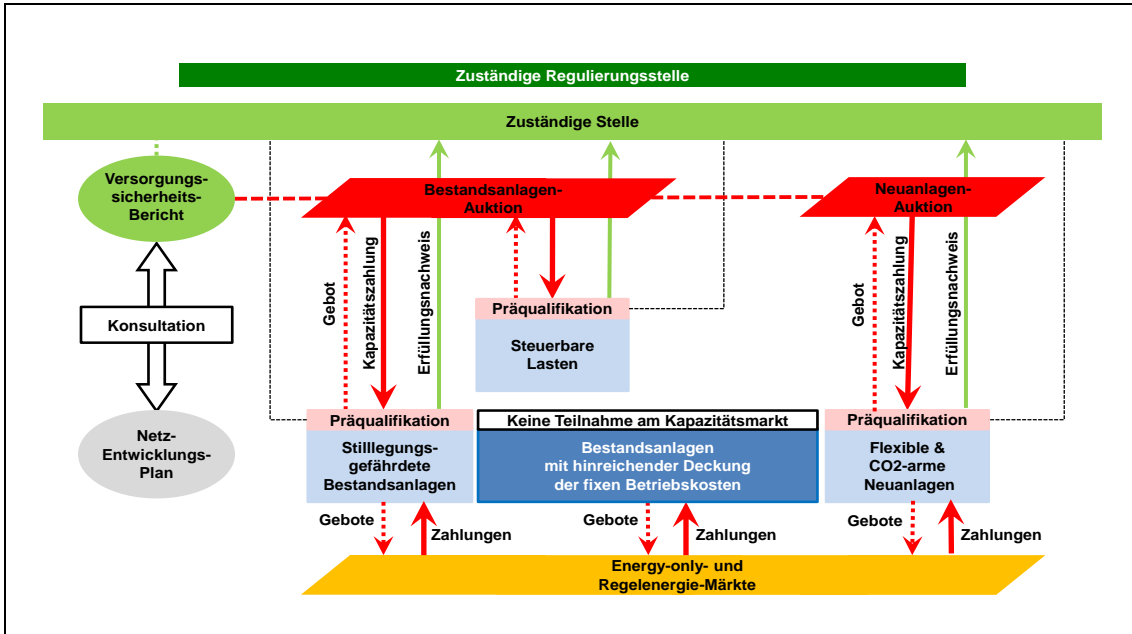
(37) Im Bereich der notwendigen Umlagen für die Kosten der unterschiedlichen Marktsegmente sollten folgende Eckpunkte berücksichtigt werden:

- An den Kosten für die gesicherte Kapazität (Kapazitätsmarkt) sollten sich alle Verbrauchergruppen gleich beteiligen, die Schaffung von Privilegierungstatbeständen ist hier weder sinnvoll noch akzeptabel.
- Bei den Umlagen zur Finanzierung der erneuerbaren Energien sollten die Letztverbrauchsprivilegierungen auf den mit Blick auf die internationale Wettbewerbsfähigkeit rechtfertigbaren Kern der Industrie zurückgeführt werden und die Privilegierung des Eigenverbrauchs (für alle Eigenerzeugungsanlagen) eingeschränkt bzw. auf einen Sockelbetrag beschränkt werden.

(38) Das Öko-Institut hat mit dem Konzept des „Fokussierten Kapazitätsmarktes“ (Abbildung 4) sowie dem Konzept der „Wertoptimierten EEG-Reform“ (Abbildung 5) zwei konkrete Vorschläge vorgelegt und spezifiziert, mit denen die nächsten Entwicklungsschritte hin zu einem Marktdesign der Energiewende praktisch umgesetzt werden können und dabei

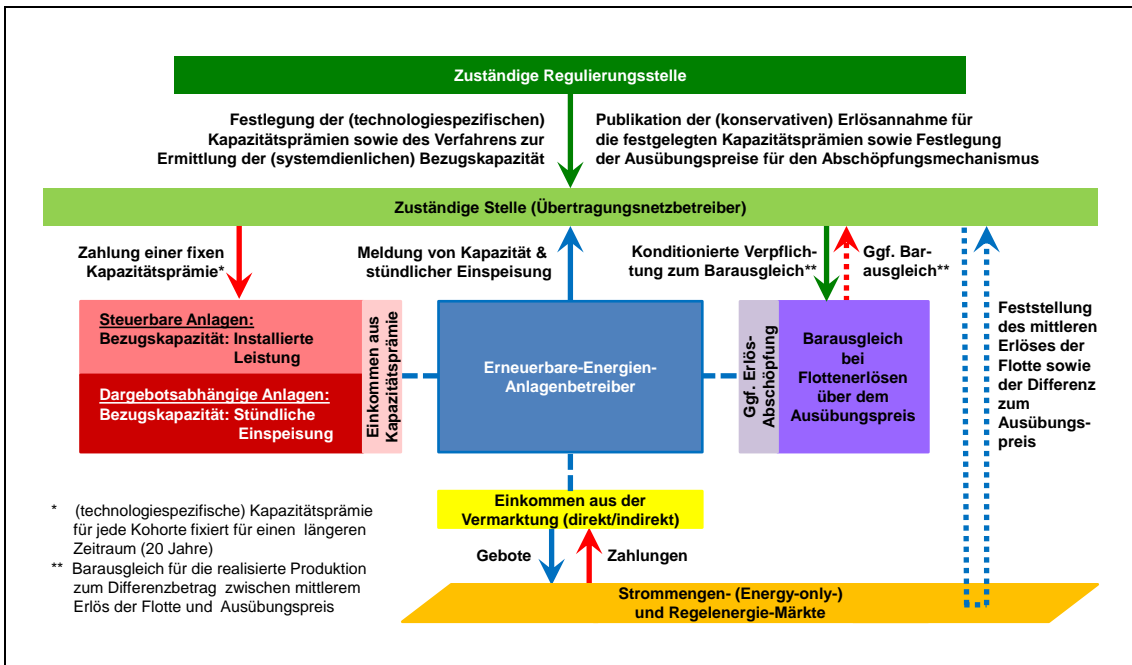
- langfristig sinnvolle und notwendige Marktstrukturen schrittweise entwickelt (und erprobt) werden können;
- die Kosten vor allem für die Verbraucher in einem umfassenden Sinn (d.h. unter Einbeziehung der mittel- und langfristig entstehenden Kosten) begrenzt werden können;
- die Preissignale bzw. Marktsegmente so zu strukturieren, dass
 - ein systemdienlicher Einsatz von regenerativen Stromerzeugungsanlagen, Backup-Kraftwerken, nachfrageseitigen Flexibilitätsoptionen und Speichern durch ein möglichst unverzerrtes Preissignal des Energy-only-Marktes sowie
 - hinreichende Einkommensströme für Investitionen in systemdienliche Erzeugungskapazitäten (in der gesamten Bandbreite) gewährleistet werden können.

Abbildung 4 Übersichtsschema zum Konzept des Fokussierten Kapazitätsmarktes



Quelle: Öko-Institut

Abbildung 5 Übersichtsschema zum Konzept der wertoptimierten EEG-Reform



Quelle: Öko-Institut

(39) Dieser Ansatz einer an langfristigen Entwicklungen orientierten, strukturellen Konvergenz des Marktdesigns für das regenerative und das erneuerbare Segment des Stromsystems könnte nicht zuletzt auch für die sinnvolle und notwendige Konvergenz der sehr unterschiedlichen Markt-design-Ansätze im Rahmen des europäischen Binnenmarkts für Elektrizität produktiv gemacht werden. Dies gilt gerade vor dem Hintergrund der Tatsache, dass die kurzfristige Umsetzung eines einheitlichen Markt-design-Konzepts im europäischen Binnenmarkt zwar prinzipiell sinnvoll und wünschenswert, in der kurzen Frist jedoch eher illusorisch ist. Die Erfahrungen aus anderen Politikbereichen der Europäischen Union zeigen jedoch, dass die Vereinbarung verbindlicher Strukturen, verbunden mit Freiheitsgraden in der nationalen Umsetzung ein eher erfolgversprechendes Konzept darstellt. Dies gilt insbesondere für den Fall, dass EU-weit gewisse Strukturen für das Markt-design verankert werden, im Rahmen von Kooperationen im Bereich der Regional-Märkte (für Strom) spezifiziert und koordiniert sowie dann in den einzelnen Mitgliedstaaten mit den notwendigen Freiheitsgraden umgesetzt werden.

Weiterführende Literatur

- Growitsch, C., Matthes, F.Chr., Ziesing, H.-J. (2013): Clearing-Studie Kapazitätsmärkte. Im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie (BMWi). Berlin/Köln, Mai 2013.
- Matthes, F.Chr. (2011): Strommärkte als Auslaufmodell? Die Rolle und das Design von Marktmechanismen in der „Großen Transformation“ des Stromversorgungssystems. In: Schütz, S., Klusmann, B. (Hrsg.): Die Zukunft des Strommarktes. Anregungen für den Weg zu 100 Prozent Erneuerbaren Energien. Bochum 2011, S. 85-106.
- Öko-Institut, LBD Beratungsgesellschaft, Raue LLP (2012): Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Markt-design für den Übergang zu einem neuen Energiesystem. Studie für die Umweltstiftung WWF Deutschland. Berlin, 8. Oktober 2012.
- Öko-Institut (2013): Erneuerbare-Energien-Gesetz 2.0. Spezifikation einer Reform des Erneuerbaren-Energien-Gesetzes auf Basis eines Prämienmodells. Studie für Agora-Energiewende. Berlin, Dezember 2013.