

# Ein zukunftsfähiges Energiamarktdesign für Deutschland

Kurzfassung

# Impressum

<b>Gutachter</b>	<p>enervis energy advisors GmbH Schlesische Str. 29-30 10997 Berlin Autoren: Julius Ecke, Nicolai Herrmann, Uwe Hilmes (verantwortlich für die Bereiche konventionelle Erzeugung und Speicher sowie erneuerbare Erzeugung)</p> <p>BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH Alfonsstraße 44 52070 Aachen Autoren: Ralph Kremp, Uwe Macharey, Andreas Nolde, Horst Wolter, Wolfgang Zander (verantwortlich für den Bereich Energienetze)</p>
<b>Auftraggeber</b>	<p>Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) Invalidenstr. 91 10115 Berlin Fon +49 30 58580-0, Fax +49 30 58580-100 www.vku.de, info@vku.de</p>
<b>Realisation</b>	<p>Sigillum Verlag GmbH</p>
<b>Gestaltung</b>	<p>Umschlag: Rohloff Design</p>
<b>Herstellung</b>	<p>Magentur Gesellschaft für Kommunikation und Medien mbH</p>

## Hinweis zum Urheberrecht

Nachdruck oder Veröffentlichung, ganz oder teilweise, nur mit schriftlicher Zustimmung des gutachterlichen Konsortialführers enervis energy advisors GmbH und des Verbandes kommunaler Unternehmen e. V.

## Inhaltsverzeichnis

<b>1 Einführung und Problemstellung.....</b>	<b>3</b>
1.1 Einführung und Zielstellung des Gutachtens .....	3
1.2 Ist-Zustand des Energiemarktdesigns .....	4
1.3 Wesentliche Problembereiche des aktuellen Marktdesigns.....	6
1.4 Zielsystem für ein zukunftsfähiges Marktdesign .....	8
<b>2 Zentrale Erkenntnisse der Modellrechnungen.....</b>	<b>9</b>
2.1 Bedarf an gesicherter Spitzenleistung .....	9
2.2 Kraftwerkszubau und KWK-Potenzial.....	10
2.3 Regenerative Erzeugung.....	10
2.4 Netzausbau und Netzertüchtigung im Verteil- und Übertragungsnetz .....	11
2.5 Entwicklung der Systemkosten.....	13
2.6 Flexibilitätsoptionen für das Stromversorgungssystem.....	14
<b>3 Vorschlag für ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign .....</b>	<b>16</b>
3.1 Strommarkt.....	17
3.2 Leistungsmarkt .....	18
3.3 EE-Kapazitätsauktion .....	27
3.4 Europäischer Emissionshandel .....	33
3.5 KWK-Förderung .....	34
3.6 Technologieförderung.....	34
3.7 Kosten- und Erlösregulierung der Netze.....	35
<b>4 Umsetzung des integrierten Energiemarktdesigns.....</b>	<b>39</b>
4.1 Zusammenwirken der einzelnen Marktdesignelemente.....	39
4.2 Zeitschiene für die Einführung des iEMD .....	40
4.3 Zeitnahe Schritte für den Übergang aus dem Status quo in das iEMD .....	42
4.3.1 Strom- und Leistungsmarkt.....	43
4.3.2 Europäischer Emissionshandel .....	43
4.3.3 EE-Kapazitätsauktion .....	43
4.3.4 Kosten- und Erlösregulierung der Netze.....	44
<b>5 Handlungsoptionen für kommunale EVU in einem integrierten Energiemarktdesign .....</b>	<b>45</b>
5.1 Strom- und Leistungsmarkt .....	45
5.2 Erneuerbare Energien .....	46
5.3 Netze .....	47
<b>6 Kohärenz des vorgeschlagenen iEMD mit dem Zielsystem .....</b>	<b>48</b>
<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>51</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis.....</b>	<b>52</b>

## Kurzzusammenfassung

### **Zentrale Eigenschaften des integrierten Energiemarktdesigns (iEMD)**

- Alle Kernaufgaben des Marktdesigns wurden für das iEMD analysiert. Bewährte und zukünftig tragfähige Komponenten bleiben erhalten, während verbesserungswürdige Komponenten weiterentwickelt bzw. fehlende Komponenten ergänzt werden.
- Für jede Kernaufgabe ist im iEMD genau ein Marktdesignelement vorgesehen, so dass sich die Anreizwirkungen nicht überschneiden, sich jedoch ergänzen.
- Deshalb kann jedes Marktdesignelement im Laufe der Zeit an die sich wandelnden Erfordernisse oder an neue Erkenntnisse angepasst werden, ohne dass die anderen Marktdesignelemente zwangsläufig überarbeitet werden müssen.
- Damit ist das Marktdesign trotz der bestehenden Unsicherheiten bezüglich der weiteren Entwicklungen zukunftsfähig und für die Marktakteure verlässlich.

### **Eigenschaften des vorgeschlagenen Strom- und Leistungsmarktes**

- Der Strommarkt bleibt als ein zentraler Marktplatz für Erzeuger und Nachfrager erhalten. Er koordiniert effizient die kurzfristigen Einsatzentscheidungen aller Anbieter und Nachfrager von Strom.
- Die Investitionssignale aus dem Energy-Only-Markt (EOM) für Strom müssen ergänzt werden, daher wird ein Leistungsmarkt flankierend zum EOM eingeführt.
- Der Leistungsmarkt ist als umfassender Kapazitätsmarkt ausgestaltet, der auf Basis von handelbaren Leistungszertifikaten funktioniert.
- Die Nachfrager nach Strom sind auch Nachfrager von gesicherter Leistung. Kunden (bzw. ihre Vertriebe/Beschaffer) decken ihren Leistungsbedarf im Voraus durch den Einkauf von Leistungszertifikaten ab. Leistung wird damit über die gesamte Wertschöpfungskette integriert bewirtschaftet und optimiert.
- Technisch flexible Verbraucher können Kosten für die Leistungsvorhaltung einsparen, in dem sie ihren individuellen Beitrag zur Leistungsvorhaltung (d. h. zur Höchstlast) reduzieren. Nachfrageflexibilität wird hierdurch ökonomisch attraktiv.

### **Eigenschaften der vorgeschlagenen Auktion von EE-Kapazitäten**

- Es erfolgt eine mengenbasierte Auktionierung von Erneuerbaren-Energien-(EE)-Vergütungsrechten. Diese wird zentral organisiert und mündet in der Auszahlung einer leistungsbasierten Förderung (€/MW) für bezuschlagte EE-Projekte.
- Ausschreibungen werden solange durchgeführt, bis die jeweiligen EE-Technologien die Marktparität erreicht haben.
- Die EE-Förderung ist technologiedifferenziert und regionalisierbar. Die Förderhöhe wird in der Auktion bestimmt und über die Finanzierungsdauer ausgezahlt.
- EE vermarkten ihre Erzeugung zukünftig als aktive Marktakteure am Strommarkt (reine Direktvermarktung).
- Die Kostenwälzung erfolgt auf Basis des Stromverbrauchs.
- Der europäische CO<sub>2</sub>-Markt bleibt im iEMD erhalten und unterstützt durch seine Preiswirkung langfristig die Integration der EE in den Strommarkt.

### **Eigenschaften der vorgeschlagenen Weiterentwicklung für die Netzregulierung**

- Ein umfangreicher Netzausbau auf der Verteilnetz- und Übertragungsnetzebene ist für die Umsetzung der Energiewende unerlässlich; die dafür notwendigen Investitionen sind zu gewährleisten.
- Der Zeitverzug bei der Erstattung von Netzinvestitionen wird daher beseitigt.
- Um der Vielzahl der potenziell kostenverursachenden Maßnahmen gerecht zu werden, werden Maßnahmencluster definiert, die unmittelbar erlöswirksam sind.
- Zusätzlich werden anrechenbare Betriebskostenpauschalen definiert.

# 1 Einführung und Problemstellung

## 1.1 Einführung und Zielstellung des Gutachtens

Die deutsche Energiepolitik wird nach dem Reaktorunglück in Fukushima durch einen weitgehenden gesellschaftlichen Konsens hinsichtlich der Durchführung einer „Energiewende“ geprägt. Die energiepolitischen Beschlüsse vom Sommer 2011 setzen – in Fortführung der entsprechenden Ziele der EU und Deutschlands für 2020 – langfristige Ziele bis 2050. Diese Energiewende umfasst insbesondere die folgenden Leitplanken für die Entwicklung des Energiesystems in den kommenden Jahrzehnten:

- Ausstieg aus der energetischen Nutzung der Kernenergie bis 2022,
- Ausbau der regenerativen Stromerzeugung auf mindestens 80 Prozent des Bruttostromverbrauchs in 2050,
- Reduktion der Treibhausgasemissionen (im Folgenden vereinfacht CO<sub>2</sub>-Emissionen) um mindestens 80 – 95 Prozent bis 2050 gegenüber 1990,
- Ausbau des KWK-Anteils an der Stromerzeugung auf 25 Prozent bis 2020,
- Reduktion des Energieverbrauchs im Stromsektor um 10 Prozent bis 2020 und um 25 Prozent bis 2050 jeweils gegenüber 2008 und
- Reduktion des Energieverbrauchs im Wärmesektor um 20 Prozent bis 2020; langfristiges Ziel für 2050 ist die Klimaneutralität des Gebäudebestandes.

Diese Ziele verändern weitreichend die Rahmenbedingungen für das System der Stromversorgung in Deutschland. Der mittelfristige Verzicht auf die energetische Nutzung der Kernenergie bis 2022 und das Ziel, die Stromversorgung bei Wahrung der Versorgungssicherung weitgehend auf erneuerbare Energien (EE) umzustellen, stellen die Energiewirtschaft vor große Herausforderungen. Es sind erhebliche Investitionen erforderlich – nicht nur in EE, sondern auch in flexibel einsetzbare Kraftwerke und KWK-Anlagen, in Speicherkapazitäten und neue Speichertechnologien, in den Aus- und Umbau der Netzinfrastrukturen sowie in die Erschließung von Energieeinsparpotenzialen über die gesamte Verwendungskette.

Vor diesem Hintergrund wird aktuell eine intensive Debatte darüber geführt, ob das aktuelle Marktdesign und die daraus resultierenden Anreize für die Marktakteure weiterentwickelt werden müssen. Die Auftraggeber und die Autoren dieser Studie sind überzeugt, dass die Herausforderungen der Energiewende mit den heute bestehenden marktlichen und regulatorischen Rahmenbedingungen nicht zu bewältigen sind. Wesentliche Defizite des aktuellen Marktdesigns zeichnen sich bereits heute ab; sie werden sich in Zukunft durch die gesellschaftlich gewollten Veränderungen im Zuge der Energiewende und insbesondere durch den kontinuierlichen Ausbau der regenerativen Stromerzeugung weiter verschärfen.

In Bezug auf das Energiemarktdesign muss dabei die folgende Frage beantwortet werden:

**Wie müssen das Energiemarktdesign und die aus ihm resultierenden Anreizstrukturen langfristig verändert werden, damit die gesellschaftlichen Ziele innerhalb eines diversifizierten und wettbewerblich organisierten Marktumfeldes kosteneffizient erreichbar sind?**

Angesichts der vielfältigen Herausforderungen, die sich daraus für Energieversorgungsunternehmen (EVU) über alle Wertschöpfungsstufen hinweg ergeben, hat der Verband kommunaler Unternehmen e. V. (VKU) die Gutachter beauftragt, herauszuarbeiten, wie die marktlichen Mechanismen und regulatorischen Rahmenbedingungen der Energie- und insbesondere der Elektrizitätsversorgung weiterentwickelt werden müssen, um die gesetzten Ziele langfristig zu realisieren. Neben der (energie-)politischen Zielerreichung spielt dabei auch eine Rolle, wie energiewirtschaftliche Geschäftsmodelle – unter anderem die der kommunalen Unternehmen und Stadtwerke – auch in Zukunft nachhaltig gestaltet werden können.

In Umsetzung dieser Aufgabenstellung haben die Gutachter ein integriertes Energiemarktdesign (iEMD) abgeleitet, welches die Realisierung der eingangs beschriebenen Ziele sicherstellt. Der Fokus des Gutachtens liegt dabei auf den langfristig notwendigen Entwicklungen zur Realisierung der von der Bundesregierung und der EU für das Jahr 2050 formulierten Ziele. Das Gutachten entwickelt dafür einerseits einen Vorschlag zur Ausgestaltung der notwendigen (Markt-)Mechanismen, und stützt sich andererseits auf umfangreiche energiewirtschaftliche Modelle und Szenarioberechnungen, die u. a. zur Ableitung des Handlungsbedarfs genutzt werden.

Bei der Ableitung eines zukunftsfähigen Marktdesigns wird im Gutachten insbesondere berücksichtigt, dass die momentan weitgehend getrennten Bereiche („Marktplätze“ bzw. „Transfermechanismen“) für 1. konventionelle Erzeugung und Speicher, 2. erneuerbare Erzeugung und 3. Energienetze in der Realität der Energiemärkte enge systemtechnische und wirtschaftliche Wechselwirkungen aufweisen, die sich in den Anreizstrukturen des aktuellen Energiemarktdesigns nicht oder nur unzureichend widerspiegeln. Diese Wechselwirkungen gilt es zielgerichtet in das iEMD einzubinden.

## **1.2 Ist-Zustand des Energiemarktdesigns**

Das aktuelle Energiemarktdesign in Deutschland basiert auf vier grundlegenden Transfermechanismen, die die Anreize für die Marktakteure koordinieren und in Zahlungsflüsse transformieren: Strommarkt, EE-Förderung, Emissionshandel und Anreizregulierung. Dabei werden zentrale Rahmenbedingungen für diese Transfermechanismen von der Politik vorgegeben, insbesondere in den regulierten Abschnitten des „Markt“-Designs. In den wettbewerblich organisierten Bereichen stehen den partizipierenden Marktakteuren hingegen weitreichende Entscheidungsmöglichkeiten zur Verfügung.

Abbildung 1 fasst die nachfolgend beschriebenen Funktionen und Wirkungsweisen der zentralen Elemente des Strommarktdesigns zusammen. Die Abbildung fokussiert sich auf die für die physikalischen Stromflüsse relevanten Marktakteure und enthält nicht die bestehenden Systemdienstleistungsmärkte.

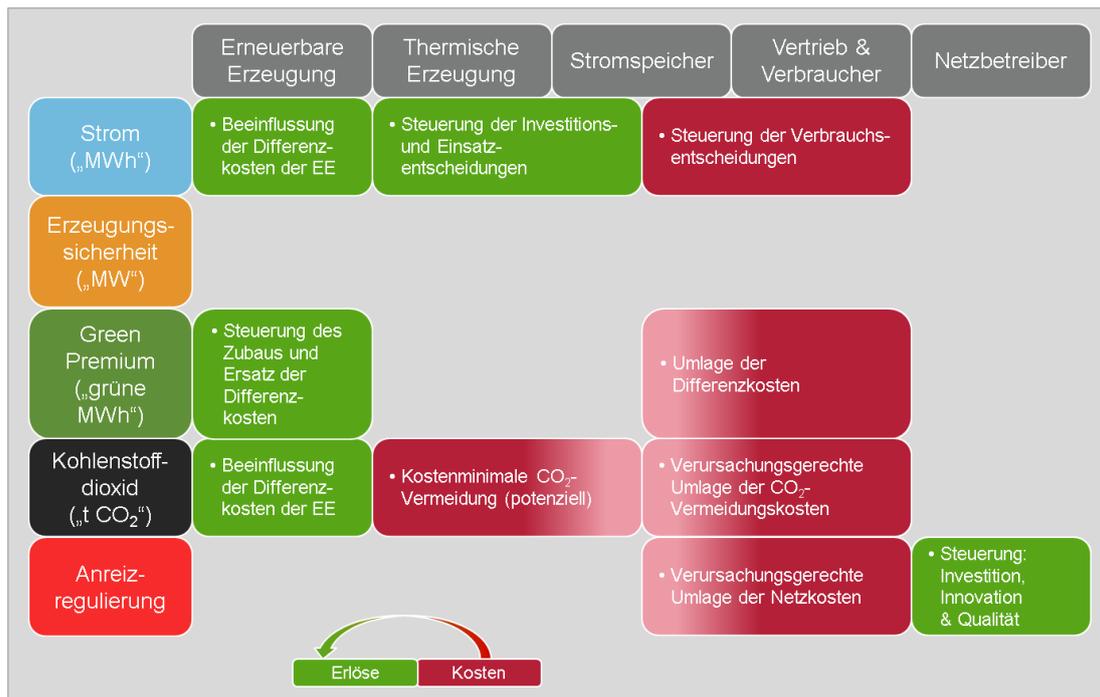


Abbildung 1: Kernelemente und zentrale Funktionen des heutigen Energiemarktdesigns (vereinfachte Darstellung)

Der Ist-Zustand des Energiemarktdesigns lässt sich wie folgt zusammenfassen:

1. **Strom:** Der Strommarkt (Handelsgut: Megawattstunden „MWh“) koordiniert Erzeugung und Nachfrage nach Strom und die zugehörigen Zahlungsflüsse zwischen den Marktteilnehmern. Derzeit findet der Stromhandel börslich (EPEX, EEX) und Over-the-Counter (OTC) statt. Dabei werden im Stromhandel grundsätzlich die verschiedenen Fristigkeiten des Terminhandels und des kurzfristigen Spothandels (day-ahead, intra-day) unterschieden. Konventioneller Erzeugung und Stromspeichern dient der Strommarkt mit seinen verschiedenen Fristigkeiten zur kurzfristigen Einsatzplanung („Dispatch“) und setzt zudem Anreize für langfristige Investitionsentscheidungen.

Geförderte EE nutzen den Strommarkt derzeit nicht zur Investitionsplanung, da sie eine zugesicherte Einspeisevergütung über das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erhalten. Damit geht derzeit kein wesentlicher Steuerungsanreiz für die geförderten EE vom Strommarkt aus, obwohl der Strompreis auch für EE den energiewirtschaftlichen Wert der Stromerzeugung repräsentiert und damit eine effiziente Anreizstruktur darstellt.<sup>1</sup> Am Strommarkt treten die Stromverbraucher über Agenten (z. B. Vertriebe) als Nachfrager von Strom auf. Grundsätzlich stehen ihnen dabei auch lastseitige Flexibilitätspotenziale zur Kostenoptimierung der Bedarfsdeckung zur Verfügung, jedoch ist die Nachfrage nach Strom im Strommarkt derzeit weitgehend inflexibel.

2. **Erzeugungssicherheit:** Ein Markt für Erzeugungssicherheit (Handelsgut: gesicherte Leistung „MW“) existiert über die zur Gewährleistung der Netzstabilität vorgehaltenen Regelleistungsqualitäten hinaus im heutigen Marktdesign nicht.<sup>2</sup>

<sup>1</sup> Diese Verzerrung des Strompreissignals gilt eingeschränkt auch für das EEG-Marktprämienmodell.

<sup>2</sup> Erzeugungssicherheit umfasst eine Teilmenge der Versorgungssicherheit, welche durch die Bereitstellung von gesicherter Leistung gewährleistet wird. Um Versorgungssicherheit zu gewährleisten, muss zusätzlich zur Erzeugungssicherheit zum Beispiel auch die Erfüllung der Transport- und Verteilungsaufgabe in den Netzen gewährleistet sein.

3. **Green Premium:** Der Transfermechanismus für geförderte Stromerzeugung aus EE (Handelsgut: „grüne MWh“) steuert mit staatlich garantierten Einspeiseentgelten über das EEG die Investitionsentscheidungen der Investoren in EE-Technologien. Aktuell übersteigen die Kosten der EE-Technologien die im Markt möglichen Erlöse, weshalb eine Förderung notwendig ist. Dies wird durch festgelegte Vergütungssätze für die Produktion von EE-Strom erreicht, der Zubau ist damit staatlich induziert und erfolgt nicht marktgetrieben. Über den EEG-Mechanismus werden die nicht durch Markterlöse gedeckten Differenzkosten der EE kompensiert. Die Höhe der Differenzkosten bildet sich aus der Differenz der EE-Vermarktungserlöse im Stromhandel (siehe oben) und den ausgezahlten Einspeiseentgelten und wird über die EEG-Umlage von den Endverbrauchern von Strom getragen.
4. **Kohlenstoffdioxid:** Das europäische Handelssystem für Emissionszertifikate (EU-ETS) ist ein Instrument der Umweltpolitik, das 2005 einen Marktplatz für CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate geschaffen hat (Handelsgut: „t CO<sub>2</sub>“). Dabei wird größeren Emittenten von CO<sub>2</sub> im Bereich der Stromerzeugung die Pflicht auferlegt, ihre Emissionen durch Zertifikate abzudecken. Durch den CO<sub>2</sub>-Markt werden Emissionszertifikate zu einem Produktionsfaktor, der in die Erzeugungskosten konventioneller Kraftwerke einfließt und damit im Stromhandel eingepreist wird. Durch seine Wirkung auf den Strompreis beeinflusst der CO<sub>2</sub>-Preis alle Akteure des Strommarktes. Die gesamten Emissionen des Systems werden durch eine Obergrenze beschränkt („Cap“). Momentan ist der EU-ETS von einer Überallokation von Emissionsmengen gekennzeichnet, was dazu führt, dass er nahezu keine Steuerungswirkung entfaltet. Aus diesem Grund wird derzeit über die Verknappung der Emissionsmengen diskutiert.
5. **Netzinfrastruktur:** Als natürliches Monopol unterliegt der Netzbetrieb einer Regulierung, die Erlösobergrenzen fest schreibt. Die Netzbetreiber können Investitions- und Betriebskosten nach definierten Regeln auf die Netznutzer umlegen. Dabei steuert die Anreizregulierung mit dem Effizienzvergleich die Investitionen in die Netze und die zugehörigen Betriebskosten und sorgt dafür, dass keine Überinvestition erfolgt.

### 1.3 Wesentliche Problembereiche des aktuellen Marktdesigns

Das Energiemarktdesign hat die Aufgabe, die gesellschaftlichen sowie zugleich Klimaschutz- und energiepolitischen Ziele Versorgungssicherheit, Kosteneffizienz und Umweltgerechtigkeit unter Berücksichtigung der Kriterien Wettbewerb, Transparenz und europäischer Integration in einem liberalisierten Energiemarkt miteinander in Einklang zu bringen. Dabei ist es zentral, dass das Marktdesign in den Energiemärkten das zielgerichtete wirtschaftliche Handeln der Marktakteure ermöglicht und anreizt, was jedoch unter dem heutigen EMD nur unzureichend erfolgt. Der stetige Zuwachs von EE-Kapazitäten ist politisch und gesellschaftlich gewollt. Damit werden sich die EE zukünftig als leitendes System der Energiemärkte etablieren.

Das aktuelle Energiemarktdesign wurde im Zuge der Liberalisierung jedoch für ein eingeschwungenes Energiesystem entwickelt, das im Wesentlichen auf konventioneller<sup>3</sup> Erzeugung beruht und EE nicht in systemrelevanten Größenordnungen beinhaltet. Das so entstandene Energiemarktdesign ist daher nicht geeignet, die notwendige systemische Transformation ohne Veränderungen zu tragen.

Dies stellt die Marktakteure bereits heute vor wirtschaftliche und technische Herausforderungen. Diese Herausforderungen wurden in Zusammenarbeit mit den im Energiesektor aktiven

---

<sup>3</sup> Unter konventioneller Erzeugung wird Erzeugung auf Basis nicht-erneuerbarer Primärenergiequellen verstanden.

Mitgliedsunternehmen des VKU identifiziert und sind in nachfolgender Abbildung zusammengefasst.

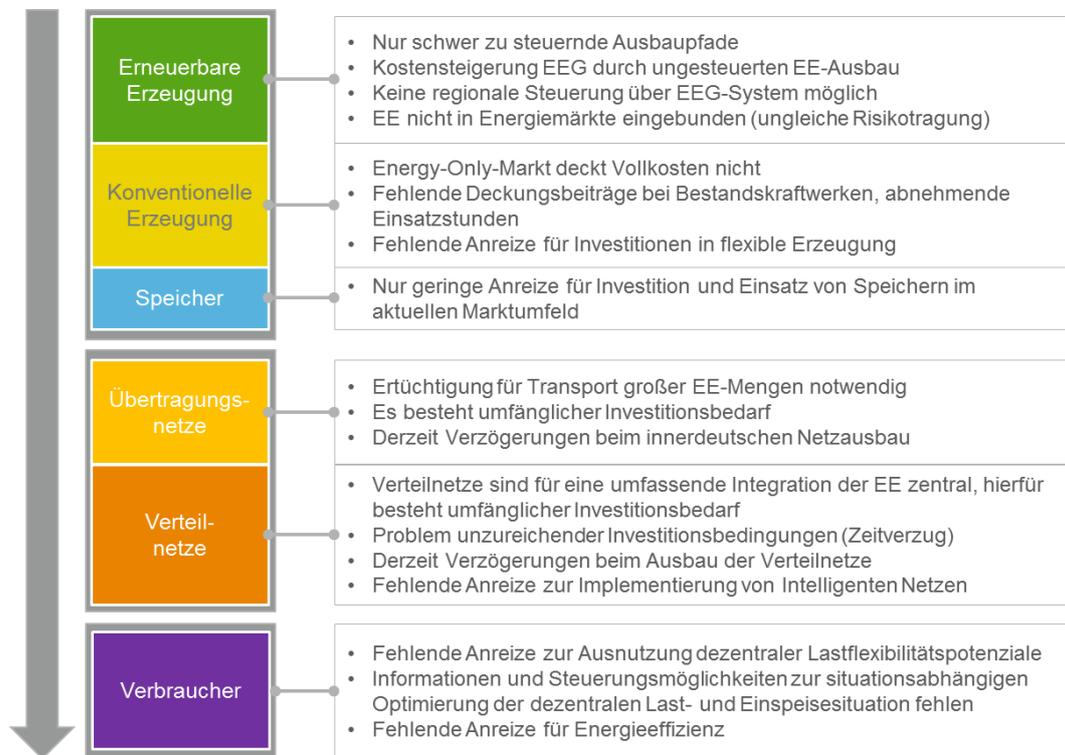


Abbildung 2: Problembereiche des bestehenden Energiemarktdesigns entlang der Wertschöpfungskette

Die in obiger Abbildung aufgezeigten Probleme treten insbesondere dort zutage, wo neue Entwicklungen – wie z. B. der rasche und nur unzureichend gesteuerte Zubau von EE – die langfristigen Investitionszyklen im Bereich der Netze und der konventionellen Kraftwerke „überholen“.

Dies bedeutet, dass eine Anpassung der historisch gewachsenen Strukturen nicht in derselben Geschwindigkeit erfolgt, wie der Wandel des Marktsegmentes durch externe Einflüsse. Diese Ungleichheit in der Entwicklungsgeschwindigkeit führt besonders im Bereich des konventionellen Erzeugungsparks und der Energienetze zu starkem und vor allem auch zeitkritischem Anpassungsdruck. Unterstellt man den avisierten EE-Ausbau, so ist sowohl im Verteil- als auch im Übertragungsnetz eine Ertüchtigung für Aufnahme, Transport und Verteilung großer EE-Mengen notwendig. Hierfür besteht umfänglicher Investitionsbedarf, insbesondere in den Verteilnetzen, die für eine umfassende Integration der EE eine zentrale Bedeutung haben. Das aktuelle Regulierungsdesign bietet hier nur unzureichende Investitionsbedingungen.

Im Bereich der konventionellen Erzeugung zeigt sich dies in Form unzureichender Deckungsbeiträge des Kraftwerksbestandes und fehlender Investitionsanreize für die kommenden Jahre. Auch ohne Berücksichtigung der Auswirkungen zunehmender EE-Einspeisung ist fraglich, ob der derzeit rein grenzkostenbasiert ausgestaltete Strommarkt (EOM) langfristig ausreichende Anreize zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bietet. Für die Zukunft muss daher eine Neuausrichtung des Energiemarktdesigns insbesondere, im Hinblick auf die Leistungsvorhaltung im Erzeugungsbereich, erfolgen.

Eine Marktintegration der EE wird im aktuellen Marktdesign nur eingeschränkt erreicht. Der Einsatz der EE beruht momentan auf einer arbeitsbasierten Vergütung und erfolgt daher weitgehend preisunabhängig. Das dadurch verzerrte Bietverhalten der EE im Strommarkt ist anpassungsbedürftig; dies gilt grundsätzlich auch für EE, die im Rahmen des 2012 eingeführten optionalen Marktprämienmodells am Strommarkt direkt vermarktet werden.

Zur Aufnahme der erneuerbaren Erzeugung besteht im Bereich der Netze umfassender Aus- und Umbauebedarf, was entsprechende Investitionen erfordert. Allerdings geht der Aus- und Umbau recht schleppend voran, was zum einen an der langwierigen Genehmigung und zum anderen an unzureichenden Investitionsbedingungen insbesondere auf Ebene der Verteilnetze liegt. Nur der zweite Punkt kann im Rahmen des Marktdesigns beeinflusst werden; die Anreizregulierung sollte so weiterentwickelt werden, dass der Zeitverzug zwischen Investition und Refinanzierung über die Erlöse beseitigt wird.

Das neu zu entwickelnde Energiemarktdesign muss die in Abbildung 2 zusammengefassten Problemfelder des aktuellen Energiemarktdesigns adressieren. Das Ausmaß der Probleme und die Handlungsbedarfe wurden im Rahmen des Gutachtens anhand von Modellberechnungen nachgewiesen (vgl. Abschnitt 2).

#### 1.4 Zielsystem für ein zukunftsfähiges Marktdesign

Im nachfolgend dargestellten Zielsystem werden die übergeordneten Ziele zusammengefasst, denen das vorgeschlagene iEMD genügen soll. Das Zielsystem dient als Leitgröße für die Identifikation und Bewertung einzelner Marktdesignelemente innerhalb des iEMD.

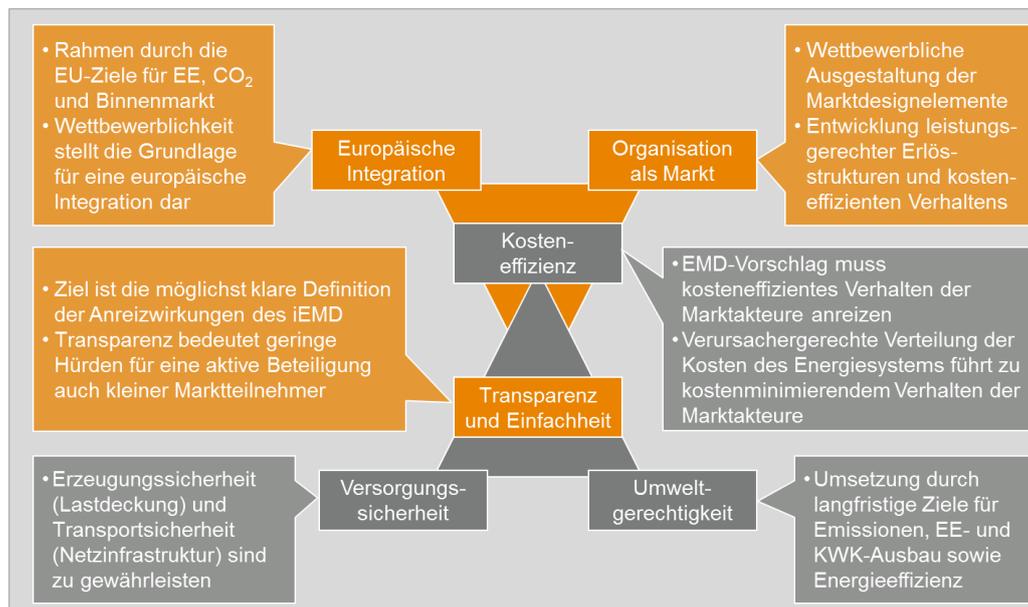


Abbildung 3: Zielsystem des Gutachtens in der Übersicht

Das Zielsystem orientiert sich am klassischen Zieldreieck der Energieversorgung aus Kosteneffizienz, Versorgungssicherheit und Umweltgerechtigkeit. Es wird um drei Elemente ergänzt: Organisation als Markt, Transparenz und Einfachheit sowie europäische Integration.

Diese zusätzlichen Zielelemente sind insbesondere für Stadtwerke von Bedeutung, denn sie ermöglichen einen fairen Wettbewerb auf den europaweit zusammenwachsenden Energiemärkten, an dem sich auch weiterhin kleinere Marktakteure beteiligen können.

## 2 Zentrale Erkenntnisse der Modellrechnungen

Im Folgenden Abschnitt werden die zentralen Erkenntnisse der für das Gutachten erfolgten Modellierungen mit direkter Relevanz für die Ausgestaltung des Marktdesigns aufgezeigt.<sup>4</sup>

### 2.1 Bedarf an gesicherter Spitzenleistung

Die Analysen zeigen, dass zukünftig ein zunehmender Anteil des konventionellen Kraftwerksparks nur noch zur Deckung einer Spitzenlast benötigt wird und daher nur sehr geringe Einsatzstunden aufweist. Anlagen, die diese für die Versorgungssicherheit notwendige Spitzenleistung bereitstellen, erwirtschaften im grenzkostenbasierten EOM keine Deckungsbeiträge auf ihre Fix- und Kapitalkosten. Nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung des Bedarfs an zusätzlicher Kraftwerksleistung in den betrachteten Szenarien, sowie den darin enthaltenen Anteil von gesicherter Spitzenleistung. Der Bedarf an gesicherter Spitzenleistung wurde modellendogen durch das Konstrukt einer „synthetischen Gasturbine“ (sGT) ermittelt, die die zur Lastdeckung notwendige Spitzenleistung bereitstellt. Grundsätzlich stehen dafür diverse Flexibilitätsoptionen zur Verfügung, die technisch geeignet sind, den Spitzenleistungsbedarf angebotsseitig (Kraftwerke), lastseitig (Lastflexibilisierung) oder auch kombiniert (Netzausbau, Speicher, etc.) zu befriedigen. Die synthetische Gasturbine stellt somit einen Platzhalter für Technologien dar, die die benötigten Flexibilitäten im System verlässlich bereitstellen können.

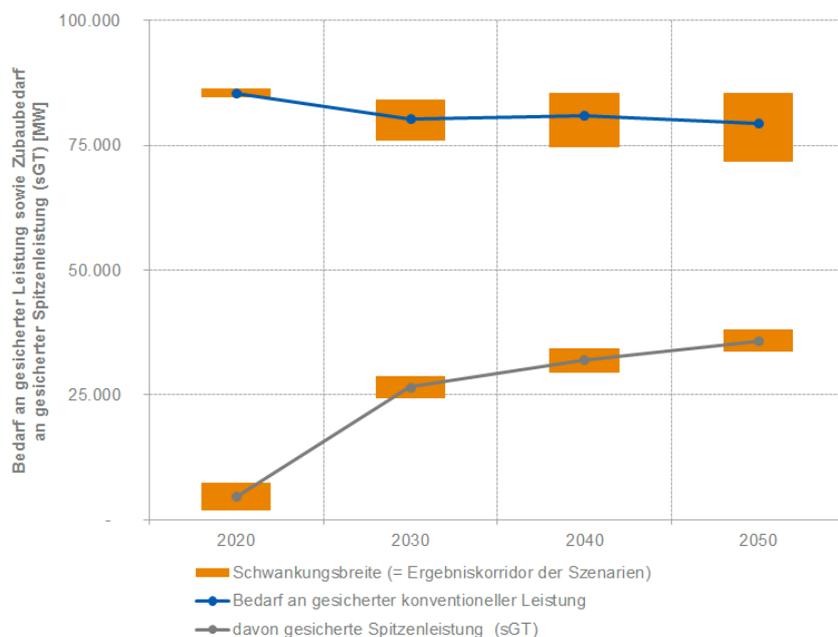


Abbildung 4: Entwicklung des Bedarfs an konventioneller Kraftwerksleistung und gesicherter Spitzenleistung (sGT)

<sup>4</sup> Die Modellrechnungen erfolgten mit einem Verteilnetzmodell (BET) und einem regionalen Strommarktmodell (enervis) und wurden für verschiedene Szenarien der Lastentwicklung und des Netzausbaus durchgeführt. Es wurden die Annahmen der BMU-Leitstudie und des konsultierten Netzentwicklungsplans Strom (Szenario B) für den EE-Ausbau zugrunde gelegt. Die Brennstoffpreisentwicklung basiert auf dem World Energy Outlook (New policy Scenario). In der Kurzfassung wird auf eine detaillierte Darstellung der verwendeten Modelle, der Prämissen und eine vertiefende Herleitung der Ergebnisse verzichtet.

Die installierte Kraftwerkskapazität bleibt in den analysierten Szenarien<sup>5</sup> weitgehend konstant. Der Bedarf an gesicherter Spitzenleistung (als Anteil des Kraftwerksparks) steigt hingegen kontinuierlich an. Sie liegt in 2020 bei rund 5.000 MW, in 2030 bei rund 25.000 MW und erreicht in 2050 eine Größenordnung von rund 35.000 MW, was etwa der Hälfte der gesamten installierten Kapazität entspricht. Dies unterstreicht die Notwendigkeit der Einführung eines Kapazitätsmechanismus und den Bedarf an zusätzlicher gesicherter Leistung in der Transformationsphase des Energiesystems insbesondere im Zeitraum bis 2030.

Eine zentrale Ursache für den ermittelten Bedarf an gesicherter Leistung ist, dass der größte Teil der Nachfrage nach Strom in der Ausgangssituation des Marktdesigns als unflexibel anzunehmen ist. Gleichmaßen wird damit deutlich, dass eine Flexibilisierung der Nachfrage einen deutlichen energiewirtschaftlichen Mehrwert für das System generieren könnte, indem sie Investitionen auf der Erzeugungsseite vermeidet.<sup>6</sup> Aus diesem Grund wird im Bereich des Leistungsmarktes besonderes Augenmerk auf die Integration von nachfrageseitigen Flexibilitätpotenzialen gelegt.

## 2.2 Kraftwerkszubau und KWK-Potenzial

Gas- und Dampfkraftwerke (GuD) und Biomasse-Anlagen weisen bei entsprechenden Vollbenutzungsstunden und erschließbarem Wärmeabsatz ein Potenzial für Kraft-Wärme-Kopplung (KWK) auf. In den analysierten Szenarien liegt die Stromerzeugung aus GuD und Biomasse in 2050 bei rund 35 Prozent der Gesamterzeugung. Damit besteht erzeugungsseitig das Potenzial ab Mitte der 2020er Jahre, das Ziel von 25 Prozent-KWK-Erzeugung zu realisieren. Voraussetzungen hierfür ist erstens eine hinreichende Nachfrage nach in KWK erzeugter Wärme, zweitens eine hinreichende wirtschaftliche Förderung der KWK und drittens eine flexible Auslegung der KWK-Anlagen, insbesondere durch Wärme- und Kältespeicher.

## 2.3 Regenerative Erzeugung

Nachfolgende Abbildung zeigt die Entwicklung der Wirtschaftlichkeit verschiedener regenerativer Erzeugungstechnologien als Bandbreite der analysierten Beispielszenarien. Abgebildet ist der jährliche Deckungsbeitrag (Erlöse durch Vermarktung zu Großhandelspreisen)<sup>7</sup> abzüglich der annuitätischen Fixkosten (Kapitalkosten und fixe Betriebskosten) für Wind-Onshore und Wind-Offshore (oben) sowie Photovoltaik (unten links).

Die „Nulllinie“ repräsentiert das technologiespezifische Erreichen der Wirtschaftlichkeit (Marktparität) zu Großhandelspreisen. In den ausgewerteten Szenarien erreichen Wind-Onshore und Wind-Offshore die Wirtschaftlichkeit im Zeitraum bis Ende der 2030er Jahre.

---

<sup>5</sup> Die Modellrechnungen wurden für zwei Szenarien durchgeführt: Szenario A mit einem konstanten Stromverbrauch und Szenario B mit einem sinkenden Verbrauch (-25 Prozent bis 2050 ggü. 2012). Die nachfolgend angegebenen Schwankungsbreiten der Ergebnisse resultieren aus den Unterschieden in diesen Szenarien.

<sup>6</sup> So ist beispielsweise für die Vorhaltung einer Gasturbine mit jährlichen Vollkosten in der Größenordnung von ca. 50.000 – 70.000 €/MW/a zu rechnen, welche durch gezielte Lastflexibilisierung vermieden werden könnten.

<sup>7</sup> Ohne Berücksichtigung sonstiger Einnahmen (z. B. Regelenergie) und Kosten (z. B. für Vermarktung und Strukturierung).

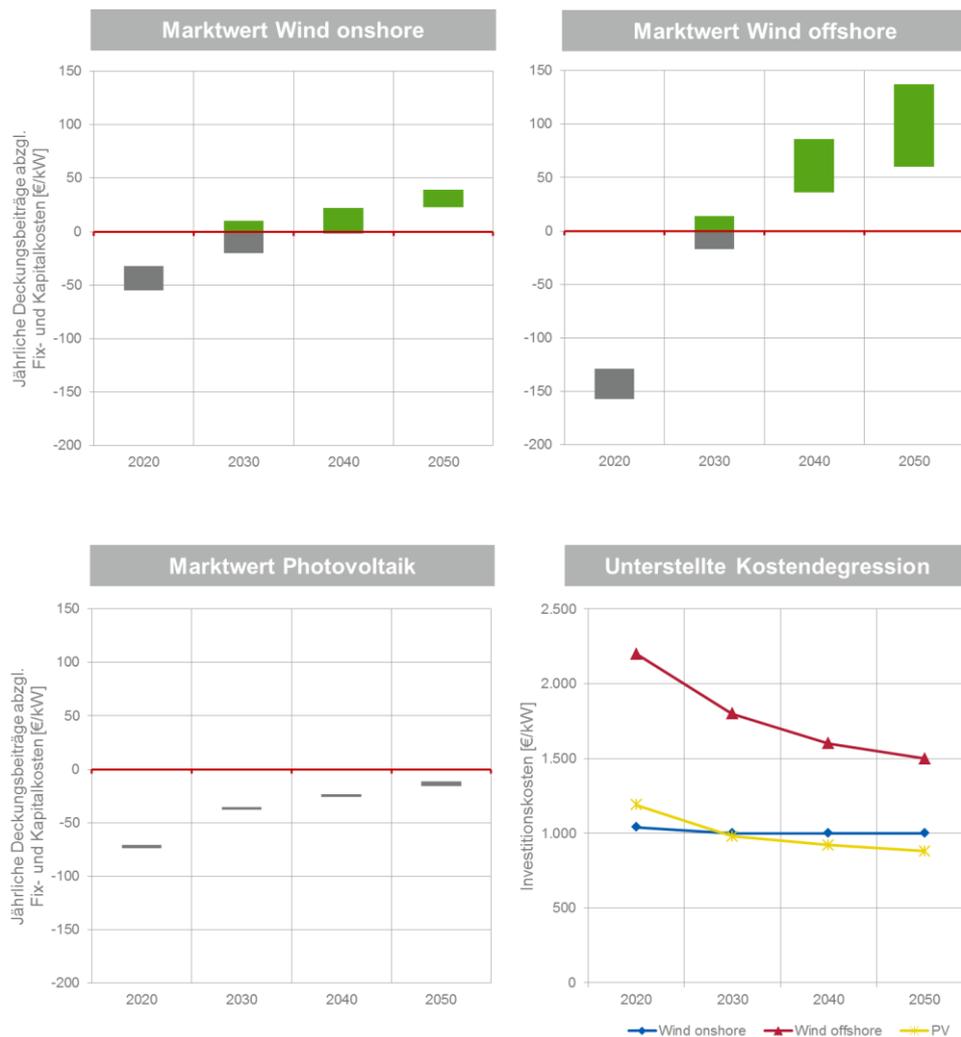


Abbildung 5: Entwicklung der "Marktparität" zentraler EE-Technologien (Neuanlagen) am Großhandelsmarkt im Zeitverlauf

Das Erreichen der Marktparität ist abhängig von der Strompreisentwicklung, der Umsetzung des Ausbaus der Verteil- und Übertragungsnetze sowie der Kostenentwicklung der EE-Technologien. Für die dargestellte Analyse wurde die Kostenentwicklung der aktuellen BMU-Leitstudie unterstellt (unten rechts in obiger Abbildung). Die Modellierungen illustrieren beispielhaft, dass für verschiedene zentrale EE-Technologien im Betrachtungszeitraum ein Erreichen der Marktparität möglich ist, grundsätzlich ist im Anschluss keine weitere Förderung der spezifischen EE-Technologien notwendig.

## 2.4 Netzausbau und Netzertüchtigung im Verteil- und Übertragungsnetz

Das Gutachten zeigt einen erheblichen Bedarf für Netzaus- und Netzausbau im Verteil- und Übertragungsnetz. Findet ein Netzausbau hingegen nicht statt, so kann EE-Produktion in zunehmendem Maße nicht zum Verbraucher transportiert werden. In den Zeiten, in denen die Einspeisung die Transportfähigkeit der Netze übersteigt, ist ohne andere Flexibilisierungsmaßnahmen die Umsetzung einer Produktionsabregelung (d. h. eine temporäre Reduzierung der Einspeiseleistung bestimmter Erzeugungsanlagen, auch und vor allem der Produktion von EE-Anlagen) notwendig, da andernfalls die Netzkapazität im jeweiligen Netzbereich überlastet wäre.

Die Ergebnisse zeigen, dass ohne einen Ausbau der Stromverteilnetze bis zur 110 kV-Ebene („Status-quo“-Szenarien) die jährlich abgeregelte EE-Produktion bereits in 2020 in der Größenordnung von 50 - 60 TWh liegt. Bis 2050 steigen die abgeregelten EE-Mengen auf 75 - 95 TWh an. In den analysierten Szenarien gelangen damit ohne Netzausbau im Zeitraum 2020 bis 2050 jeweils rund 20 Prozent der EE-Produktion nicht zum Verbraucher und gehen verloren (ähnlich in Szenario A und B). Das führt dazu, dass die Ziele für den Anteil des EE-Stroms am Stromverbrauch nicht erreicht werden, wie folgende Abbildung verdeutlicht.

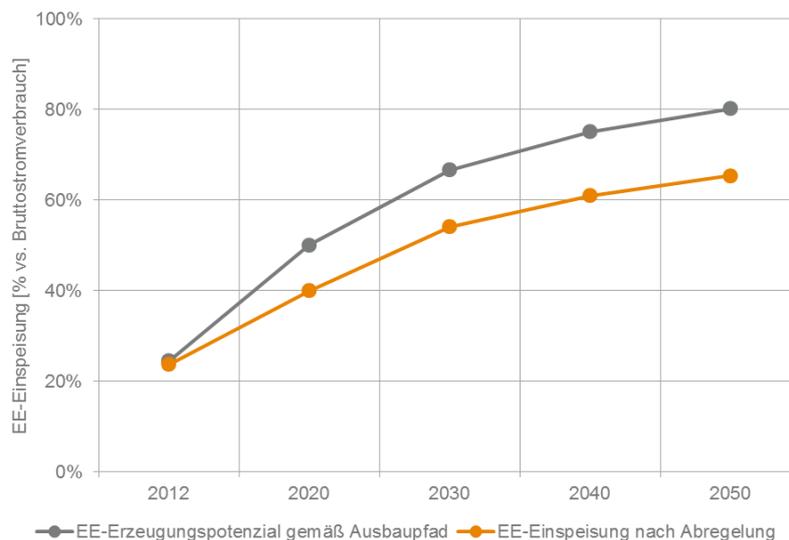


Abbildung 6: Vergleich des EE-Ausbaupfades und der tatsächlichen EE-Produktion nach Abregelung

Diese durch engpassbedingte Abregelung wegfallende EE-Erzeugung fehlt zur Deckung der Stromnachfrage und muss an anderen Orten alternativ durch konventionelle Erzeugungsanlagen bereitgestellt werden. Dies schlägt sich in höheren Erzeugungskosten nieder. Die für die Abregelungen ursächlichen Engpässe können durch Netzbau- und Netzausbaumaßnahmen minimiert werden. Ebenfalls ist es möglich, die Abregelung der EE-Produktion durch alternative Flexibilisierungsmaßnahmen zu reduzieren (vgl. dazu 2.6). Zuerst wird nachfolgend jedoch dargestellt, welche Kosten sich für den Aus- und Umbau der Stromnetze ergeben. Durch Beseitigung der Engpässe auf Verteilnetzebene kann die Abregelung der EE praktisch vollständig reduziert werden.<sup>8</sup> Werden dafür zuerst innovative Netzbetriebsmittel (z. B. regelbare Ortsnetzstationen, Freileitungsmonitoring, etc.) berücksichtigt und erst danach ein klassischer Netzausbau, so können die damit verbundenen Kosten deutlich minimiert werden.

Unter dieser Prämisse eines modellhaften Netzum- und Netzausbaus wurden die Investitionskosten der erforderlichen Um- und Ausbaumaßnahmen in der Verteilnetzebene im Bereich von 12 bis 13 Mrd. € bis 2020 abgeschätzt. Bis 2050 sind zusätzlich ca. 2 Mrd. € und damit insgesamt zwischen 13 und 15 Mrd. € zu investieren. Aufgrund der unterschiedlichen Belastungs- und Ausbausituation in den Netzen muss im Norden infolge der hohen Windeinspeisung vorrangig das Hochspannungsnetz und im Süden infolge der starken PV-Einspeisung das Niederspannungsnetz ausgebaut werden. Nachfolgende Grafik fasst die ermittelten Aus- und Umbaukosten für das Verteilnetz zusammen.

<sup>8</sup> Es verbleibt eine Restmenge im Bereich von 1 % der erzeugten Energie.

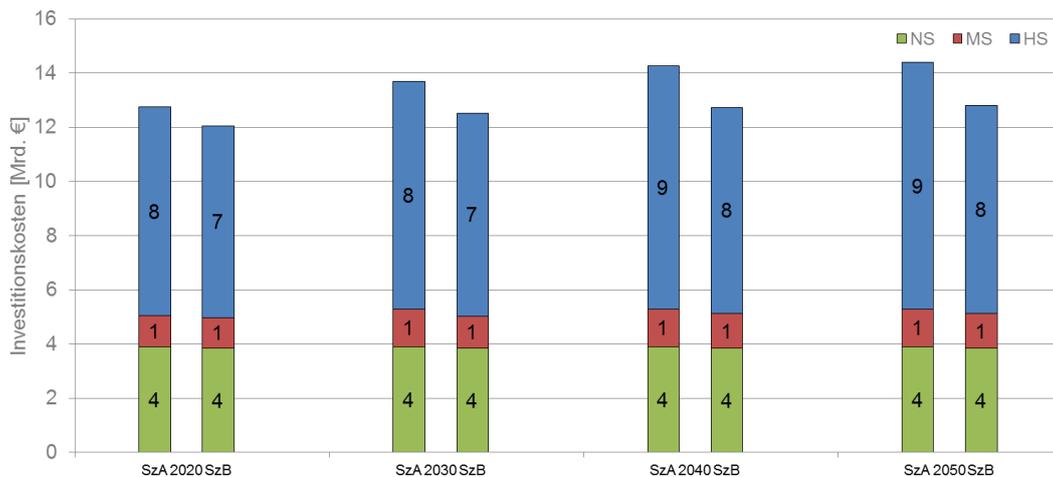


Abbildung 7: Übersicht der Investitionskosten für Aus- und Umbau der Verteilnetze (Szenarien A und B)

Hinsichtlich der Investitionskosten für das Übertragungsnetz wurde in den Modelluntersuchungen der konsultierte Netzentwicklungsplan 2012 berücksichtigt, da dieser vergleichbare Annahmen für die Last- und Erzeugungsentwicklung zugrunde legt und den Ausbau für den erforderlichen Nord-Süd-Transport vorsieht. Dieser weist für das Jahr 2032 für das Höchstspannungsnetz Investitionskosten von rund 22 Mrd. € aus (Ausblicksszenario B-2032). Basierend auf der angenommenen Entwicklung ergeben sich in 2040 für das Übertragungsnetz für das vorliegende Gutachten abgeschätzte Investitionskosten in Höhe von etwa 25 Mrd. € und für 2050 kumulierte Investitionskosten von etwa 30 Mrd. € (jeweils inklusive der vorgenannten Kosten für das Jahr 2030). Die Kostenabschätzungen für den Netzausbau auf allen Spannungsebenen liegen damit bei rund 40 - 45 Mrd. € bis zum Ende des Betrachtungszeitraumes (2050).

## 2.5 Entwicklung der Systemkosten

Es stellt sich als nächstes die Frage, wie sich die Kosten einer alternativen Erzeugung der aufgrund von Netzengpässen abgeregelten Energie zu den oben dargestellten Kosten des Netzum- und Netzausbaus verhalten, die diese Abregelung vermeidet. Ein Vergleich der Systemkosten<sup>9</sup> der jeweiligen Szenarien ergibt eine eindeutige Vorteilhaftigkeit (Kosteneffizienz) des Netzum- und Netzausbaus. Ohne Anrechnung der ermittelten Netzum- und Netzausbaukosten (s. o.) liegen die kumulierten Systemkosten der Szenarien ohne Netzum- und Netzausbau mit 120 - 150 Mrd. € deutlich über den Systemkosten der Szenarien mit Netzum- und Netzausbau.

Die Systemkostendifferenz ist somit mehr als ausreichend, um die Kosten des Netzum- und Netzausbaus in der Größenordnung von 45 Mrd. € zu kompensieren. Es besteht damit eine eindeutige und belastbare Vorteilhaftigkeit (Kosteneffizienz) des Netzum- und Netzausbaus. Es scheint deshalb – selbst vor dem Hintergrund, dass alle Betrachtungen mit gewissen Unsicherheiten behaftet sind – von Vorteil für das Versorgungssystem, die Netze auf allen Ebenen auszubauen bzw. zu ertüchtigen. Dadurch kann die EE-Produktion praktisch vollständig in das System aufgenommen und zum Verbraucher transportiert werden.

<sup>9</sup> Die Systemkosten der Stromversorgung sind definiert als die Summe aus den Vollkosten der Stromerzeugung abzgl. Mittelzufluss durch Exporte zzgl. Mittelabfluss durch Importe. Die Vollkosten der Stromerzeugung setzen sich zusammen aus den Kapitalkosten sowie den variablen und fixen Kosten der im Kraftwerkspark vorhandenen Anlagen. Die Altersstruktur des Kraftwerksparks gibt dabei vor, zu welchen Teilen Erzeugungsanlagen noch Kapitalkosten haben oder bereits abgeschrieben sind.

## 2.6 Flexibilitätsoptionen für das Stromversorgungssystem

Neben dem Ausbau der Verteil- und Übertragungsnetze stellen auch andere Flexibilitätsoptionen, wie z. B. Speicher (Kurz- und Langzeitspeicher), Lastsenken (z. B. Methanisierung, Power-to-Heat) und Lastkappung, Optionen dar, um im Versorgungssystem Erzeugung und Nachfrage flexibel auszugleichen und (zumindest anteilig) die identifizierten Netzengpässe zu vermindern. In Kombination sind auch diese Flexibilitätsoptionen technisch in der Lage, eine weitgehende Systemintegration der EE zu ermöglichen und Erzeugung und Nachfrage in Ausgleich zu bringen.

Ausschlaggebend ist jedoch, mit welchen Kosten dies verbunden ist und welche Kombination von Flexibilitätsoptionen einen kosteneffizienten Entwicklungspfad darstellt. Im Rahmen der für das Gutachten durchgeführten Optimierung wurde daher überprüft, ob ausgewählte Flexibilitätsoptionen eine wirtschaftliche Alternative zu den ermittelten Kosten des Netzaus- und Netzausbaus (vgl. Abschnitt 2.4) darstellen. Das Optimierungsproblem dafür besteht in der Minimierung der nicht übertragenen Leistungen unter den technisch-wirtschaftlichen Nebenbedingungen der analysierten Flexibilitätsoptionen.

Das Kostenverhältnis ausgewählter Flexibilitätsoptionen im Verhältnis zu den ermittelten Netzaus- und -umbaukosten ist in nachfolgender Abbildung schematisch dargestellt.

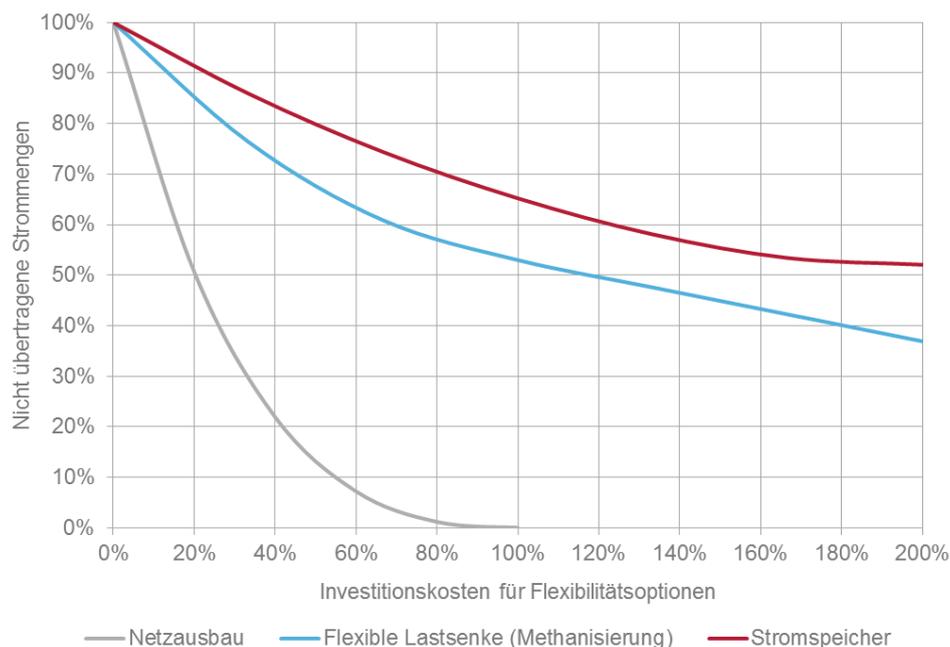


Abbildung 8: Kostenrelation verschiedener Flexibilitätsoptionen

Die Ergebnisse der Optimierung zeigen, dass durch Netzausbau die nicht übertragenen Energiemengen (Startwert 100 Prozent entspricht hier der engpassbedingt abgeregelten Energie) zwischen Stromquellen und -senken vollständig minimiert werden können, während andere Maßnahmen zwar die Problematik reduzieren, aber nicht vollständig beseitigen.

Die Maßnahme Netzausbau stellt unter Berücksichtigung der angenommenen Kostenparameter die günstigste Alternative für die Systemintegration der EE dar.<sup>10</sup> Sensitivitätsbetrachtungen über die Kostenparameter haben gezeigt, dass dieses Ergebnis robust ist.

Die Kosteneffizienz des Netzausbaus gegenüber einem Aufbau von Speicherkapazitäten hängt u. a. mit der starken geographischen Verteilung von EE-Einspeisung und Stromnachfrage und der Funktion von Speichern als Nachfrager und Erzeuger zusammen. Speicher sind in ihrer Auslegung räumlich an denselben Ein- und Auspeisepunkt gebunden – einem Standort mit hohem Einspeisepotenzial (bspw. in der Nordregion mit hoher EE-Einspeisung) stehen für Ausspeicherung (und Transport) dieser Stromerzeugung Netzengpässe auf Grund einer Überproduktion in der entsprechenden Region gegenüber. Ähnliches gilt für Standorte mit Stromsenken (bspw. Südregion). Die Überwindung der regionalen Disparitäten (Stromquellen/-senken) kann durch Speicher daher nur in einem begrenzten Umfang erfolgen; d. h. Netzausbau kann durch Speicher nur begrenzt substituiert werden. Zu diesem Ergebnis kommen auch andere Analysen zum gleichen Untersuchungsgegenstand.<sup>11</sup>

Eine flexible Lastsenke (beispielsweise Methanisierung) kann im räumlichen Zusammenhang mit Stromquellen zur Vermeidung von Überspeisungen bzw. EE-Abregelung eingesetzt werden. Im gleichen Maße könnten kontrollierte Lastsenkungsmaßnahmen zu Hochlastphasen erfolgen. Die Kombination aus diesen beiden Maßnahmen kann technisch zu einer Minimierung der nicht übertragenen Leistungen eingesetzt werden. Allerdings stehen dem, vor allem im Vergleich mit dem Netzausbau, deutlich höhere Kosten gegenüber (vgl. obige Abbildung).

Im begrenzten räumlichen und kapazitiven Umfang können diese Maßnahmen durchaus zur Optimierung des Netzausbaus eingesetzt werden, der grundsätzliche Bedarf an Netzausbau wird allerdings durch alternative Maßnahmen nicht obsolet.

**Die Modelluntersuchungen führen daher zu dem Schluss, dass die intelligente Ertüchtigung der Netze und deren Ausbau die kosteneffizienteste Flexibilitätsoption darstellt und aus diesem Grund als Handlungsoption erster Wahl für die Realisierung der Energiewende umgesetzt werden sollte.**

---

<sup>10</sup> Die Kostenparameter des Netzausbaus und die alternativen Optionen für das Netz wurden auf Basis des Netzentwicklungsplans Strom 2012 sowie von branchenüblichen Werten abgeschätzt. Kosten anderer Flexibilitätsoptionen wurden auf Basis von Mittelwerten aus der Literatur (unter Berücksichtigung antizipierter Kostensenkungspotenziale und Lernkurven) unterstellt. Darüber hinaus wurden Sensitivitätsbetrachtungen der Kostenparameter durchgeführt.

<sup>11</sup> vgl. hierzu z. B. Adamek et al. 2012 sowie dena 2010.

### 3 Vorschlag für ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign

Eine wesentliche Stärke des nachfolgend ausformulierten Vorschlags für ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign ist, dass die Kernaufgaben des Marktdesigns integriert betrachtet werden. Für jede Kernaufgabe wird jeweils ein Marktdesignelement ausgeprägt, welches erstens die Aufgaben des Marktsegments durch Anreize löst und zweitens die Wirkungsweise der anderen Komponenten nicht beeinflusst. Deshalb kann jedes Marktdesignelement im Laufe der Zeit an die sich wandelnden Erfordernisse oder an neue Erkenntnisse angepasst werden, ohne dass die anderen Marktdesignelemente grundlegend überarbeitet werden müssen. Damit ist das Marktdesign trotz der bestehenden Unsicherheiten bezüglich der weiteren Entwicklungen zukunftsfähig und für die Marktakteure verlässlich ausgestaltet.

Nachfolgende Abbildung stellt zunächst die Zielelemente des vorgeschlagenen iEMD dar, die Diskussion der zeitlichen Transformation erfolgt danach. Die Abbildung gibt einen Überblick über die wesentlichen Anreizmechanismen, die gemeinsam das integrierte Energiemarktdesign bilden. Den Anreizmechanismen wurden jeweils über Verbindungen die direkt durch sie beeinflussten Marktakteure auf der Angebotsseite (links) und der Nachfrageseite (rechts) zugeordnet.

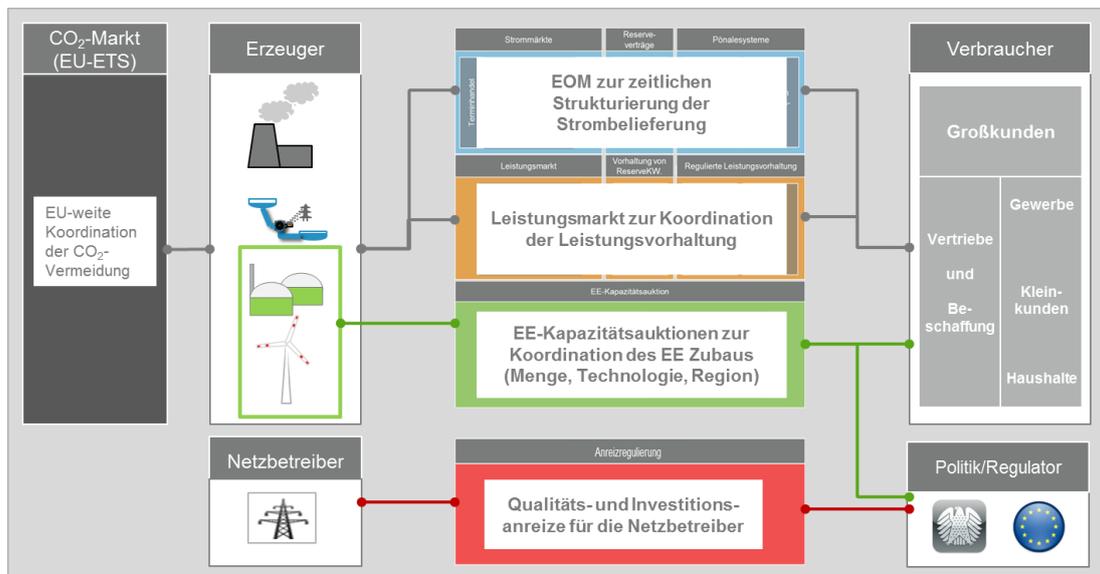


Abbildung 7: Übersicht der zentralen Anreizmechanismen des iEMD (schematisch)

Das Energiemarktdesign vermittelt zwischen den beiden Akteursgruppen, indem es Angebot und Nachfrage in Einklang bringt und energiewirtschaftlich sinnvolle Investitions- und Einsatzanreize für die Erzeugungs- und Nachfrageseite generiert. Darüber hinaus werden auch die Investitions- und Betriebsentscheidungen der Netzbetreiber durch das Netzentgeltregime koordiniert. Der mittlere Abschnitt der Abbildung führt die zentralen Elemente des iEMD auf, die durch wirtschaftliche Anreize auf die Marktakteure wirken und damit zwischen Angebot und Nachfrage vermitteln; dies sind die Kernfunktionen des vorgeschlagenen iEMD. Es setzt sich zusammen aus vier zentralen Marktdesignelementen. Davon abgesetzt sorgen die vorgeschlagenen Anpassungen des Regulierungsrahmens dafür, dass Qualitäts- und Investitionsanreize für die Netzbetreiber gesetzt werden, die den Anforderungen der Energiewende gerecht werden. Die abgebildeten Marktdesignelemente werden nachfolgend in Bezug auf ihre Wirkung im iEMD sowie die spezifische Ausgestaltung und Abwicklung beschrieben.

### 3.1 Strommarkt

Das iEMD umfasst verschiedene Mechanismen zur zeitlichen Strukturierung der Stromlieferung zwischen Erzeugung und Nachfrage. Im Fokus des iEMD steht dabei der Strommarkt in seiner heutigen Ausgestaltung als Energy-Only-Markt. Seine Funktionsfähigkeit als zentraler Markt für die kurzfristigen Dispatchentscheidungen der Marktakteure wird im iEMD sichergestellt und gestärkt. Ein liquider und transparenter Strommarkt (Termin, day-ahead und intra-day) gewährleistet einen effizienten Einsatz aller angebots- und nachfrageseitigen Flexibilitäten. Längerfristige Anreize zur Investition in gesicherte Leistung gehen im vorgeschlagenen iEMD vom Leistungsmarkt aus.

Die EE-Produktion wird durch weitgehende Direktvermarktung in den Strommarkt integriert. Die EE vermarkten ihre Produktion zukünftig vollständig am EOM (Direktvermarktung) und erwirtschaften dort ihre wesentlichen Erlöse. Dabei gelten die Marktregeln des EOM für alle Anbieter gleichermaßen („level-playing-field“), wobei die Produktdefinitionen und Handelsfristigkeiten zukünftig den steigenden EE-Anteilen angepasst werden sollten.

Auch für die konventionelle Erzeugung, großhandelsmarktorientierte Stromspeicher und die Stromverbraucher stellt der EOM im iEMD den zentralen Marktplatz dar. Der EOM wird dabei auf die Funktion der Einsatzsteuerung fokussiert. Für die Bereitstellung längerfristiger Anreize zur Investition in gesicherte Leistung wird der EOM im iEMD durch den Leistungsmarkt flankiert (vgl. Abschnitt 3.2).

Die Märkte für Ausgleichs- und Regelenergie sind funktionale Bestandteile des Strommarktes und werden daher auch im zukünftigen iEMD existieren (ggf. mit angepassten Produktstrukturen). Derzeit wird der Strommarkt auf Basis eines börslichen Handels (EEX und EPEX Spot) sowie bilateral „Over-the-Counter“ (OTC) abgewickelt, wobei die Strombörse als Preisgeber fungiert. Solche Termin- und OTC-Geschäfte sind auch im iEMD in gewohnter Weise möglich und erwünscht.

In der momentanen Situation tritt eine Angebotsknappheit im Strommarkt nicht auf; die Angebotsmenge übersteigt jederzeit die Nachfragemenge. Knappheitssignale des Strommarktes sind jedoch perspektivisch zu erwarten, wenn in den kommenden Jahren Kraftwerkskapazitäten altersbedingt oder aufgrund fehlender Wirtschaftlichkeit stillgelegt werden und das aktuelle EMD keine ausreichenden Anreize für Neuinvestitionen schafft (vgl. Seite 9 f.).

Grundsätzlich ist Knappheit auf Märkten ein wichtiges Signal für die Entscheidungen der Anbieter und Nachfrager. Auch im vorgeschlagenen iEMD werden Situationen, in denen die Nachfrage im Strommarkt kurzfristig das Angebot übersteigt, nicht als grundsätzlich problematisch angesehen. Es ist vielmehr sicherzustellen, dass ökonomische Knappheitssignale erstens von den Marktteilnehmern als Signal des Bedarfs von Leistung empfangen werden und zweitens der Zustand ökonomischer Knappheit nicht zu einer physikalischen Knappheit und damit zu einer Beeinträchtigung der Versorgungssicherheit führt. Aus diesem Verständnis heraus wird im iEMD der Leistungsmarkt eingeführt, der sicherstellt, dass für Knappheitszeiten stets ausreichend Kapazitäten zur Verfügung stehen und deren Vorhaltekosten verursachergerecht refinanziert werden können.

## 3.2 Leistungsmarkt

### Kernaussagen

Im vorgeschlagenen iEMD wird der bestehende EOM um einen Leistungsmarkt ergänzt. Dieser ist als umfassender Kapazitätsmarkt organisiert, an dem alle Anbieter gesicherter Leistung (z. B. konventionelle Kraftwerke, KWK-Anlagen, Speicher, nicht dargebotsabhängige EE-Anlagen) teilnehmen können. Voraussetzung ist, dass diese Anlagen für längere Zeiträume (d. h. Monate bzw. Jahre) im Voraus gesicherte Leistung garantieren können. Die Nachfrager nach gesicherter Leistung sind ebenfalls in den Leistungsmarkt integriert. Die für die Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit unerlässliche Vorhaltung von gesicherter Leistung erhält damit einen Preis, der in den Endkundenprodukten wirksam wird. Dies ermöglicht es den Marktteilnehmern, ein kosteneffizientes Portfolio an Optionen zur Leistungsvorhaltung umzusetzen und reizt die Erschließung von Lastflexibilitäten an.

Die Fähigkeit, gesicherte Leistung bereitstellen zu können, wird durch Leistungszertifikate verbrieft. Die Veräußerung dieser Zertifikate stellt für Anbieter gesicherter Leistung zusätzlich zum Stromverkauf am EOM eine Erlösquelle dar. Durch die Diversifizierung der Erlössituation wirkt die Einführung des Leistungsmarktes risikodämpfend, denn es ist zu erwarten, dass die Nachfrage und das Angebot und damit auch der Preis von Leistung auch über längere Zeiträume vergleichsweise stabil sind. Der Leistungsmarkt ermöglicht eine Vollkostendeckung der vom System benötigten Kraftwerke am Markt, da diese ihre Differenzkosten zum EOM im Leistungsmarkt erwirtschaften können. Es ist dabei nicht das Ziel des Leistungsmarktes, Kraftwerksinvestoren und –betreiber vollständig risikofrei zu stellen, sondern ein angemessenes Rendite-/Risikoverhältnis zu erreichen, dass im jetzigen Marktumfeld nicht gegeben ist.

Die Nachfrage nach gesicherter Leistung geht von den Stromkunden aus, da diese eine Zahlungsbereitschaft für die gesicherte Belieferung mit Strom haben. Bisher wird diese Zahlungsbereitschaft am Markt nicht sichtbar. Zukünftig kann sie jedoch durch eine Produktdifferenzierung über die Strom- und Leistungslieferung eindeutig ermittelt und damit preiswirksam werden. Großkunden, Händler und Vertriebe (als Agenten kleiner Verbraucher) beschaffen im iEMD gesicherte Leistung in Form von Leistungszertifikaten in dem Umfang, in dem sie Strom gesichert beziehen wollen. Sind Verbraucher technisch in der Lage, ihren Bedarf an gesicherter Leistung kontrolliert abzusenken, indem sie ihren Stromverbrauch in Zeiträumen hoher Nachfrage reduzieren, so reduzieren sie den Bedarf an vorzuhaltender Leistung im Gesamtsystem. Sie benötigen daher weniger Leistungszertifikate und sparen dadurch Kosten. Größere Kunden, die ihren Stromverbrauch flexibel steuern können, könnten bereits zeitnah von dieser Möglichkeit Gebrauch machen. Für den Großteil der privaten Stromverbraucher wird vorläufig eine Vollversorgung mit gesicherter Leistung erforderlich sein, zumindest bis die technischen Voraussetzungen für weitere Nachfrageflexibilität geschaffen sind (z. B. Smart Meter).

Leistung wird absehbar zu einem wichtigen „Systemkostenträger“, der sich neben der erzeugten Stromeinheit etabliert. Dieser Kostenträger kann durch die Einführung des Leistungsmarktes über die gesamte Wertschöpfungskette (Erzeugung, Handel, Verbrauch) bewirtschaftet und optimiert werden. Der Leistungsmarkt stellt vor allem eine optimale Anreizstruktur für die Erschließung nachfrageseitiger Flexibilitätspotenziale dar und sichert dadurch eine effiziente Vorhaltung von gesicherter Leistung. Dies stellt ein neues Geschäftsfeld für kundennahe Dienstleister wie z. B. die Stromvertriebe dar. Die aus dem Wettbewerb der Marktakteure resultierenden Innovationsvorteile führen zu einem effizienten Gesamtsystem und kommen daher perspektivisch den Stromkunden zu Gute.

## Der Leistungsmarkt: ein Markt für Zertifikate über gesicherte Leistung

Zentraler Unterschied zwischen gesicherter und ungesicherter Erzeugung ist, dass gesicherte Erzeugung in der Lage ist, über längere Zeiträume durchgängig und planbar Strom erzeugen zu können. Unter gesicherter Leistung wird daher die Option verstanden, über einen vorab festgelegten Zeitraum, jeweils in den Zeiten, in denen Strom knapp ist, Strom erzeugen (Anbieter) bzw. beziehen (Nachfrager) zu können.

Die Vorhaltung gesicherter Leistung wird im iEMD durch die Einführung von Leistungszertifikaten (LZ) und die damit verbundene Erlöschance für die Anbieter dieser Leistung umgesetzt. Die Zertifikate verbrieft den Anbietern gesicherter Leistung ihren spezifischen Leistungsbeitrag für das Versorgungssystem. Denkbare Leistungsgrößen für diese Zertifikate sind z. B. 1-MW-Einheiten, aber auch kleinere Leistungsgrößen sind möglich. Auf Basis dieser Leistungszertifikate wird das Gut gesicherte Leistung zu einem standardisierten und frei handelbaren Produkt. Leistungszertifikate entkoppeln die Kosten der Bereitstellung gesicherter Leistung („€/MW“) von den Kosten der Stromerzeugung („€/MWh“). Für diese „Commodity“ bilden sich ein Markt und ein Preis. Der Leistungsmarkt erfordert demnach keine bilateralen Verträge zwischen Anbietern und Nachfragern von gesicherter Leistung.

Gesicherte Leistung wird im Wesentlichen von konventionellen Kraftwerken bereitgestellt. Dargebotsabhängige Erzeugungstechnologien (z. B. Wind und PV) sind grundsätzlich nur in geringem Umfang in der Lage, gesicherte Leistung für längere Zeiträume anzubieten. Sie können daher ohne die Ergänzung durch andere Technologien kaum Leistungszertifikate veräußern.<sup>12</sup> Dargebotsunabhängige regenerative Erzeuger (z. B. Bioenergie-Anlagen) sind jedoch in der Lage, an einem Markt für Leistungszertifikate als Anbieter zu partizipieren und dort Erlöse zu erzielen. Die Erlöse für gesicherte Leistung legen daher den energiewirtschaftlichen Mehrwert der gesicherten gegenüber der ungesicherten Erzeugung offen.

## Das Angebot an Leistungszertifikaten

Die Anbieter von Leistungszertifikaten erhalten ihre Zertifikate kostenfrei im Rahmen einer Zertifizierung durch eine zentrale Stelle, die die Eignung von Anbietern gesicherter Leistung plausibilisiert. Diese Stelle legt explizit nicht fest, in welcher Gesamthöhe Zertifikate benötigt oder ausgegeben werden. Grundsätzlich erfolgt die Ausgabe von Leistungszertifikaten in Jahreseinheiten. Für Anlagen, die unterjährig in Betrieb gehen, ist darüber hinaus für das laufende Jahr auch eine Ausgabe von Restjahresprodukten vorgesehen. Die Ausgabe von Leistungszertifikaten soll dabei auch für Terminzeiträume erfolgen.<sup>13</sup> Somit sind Anlagenbetreiber in der Lage, Leistungszertifikate auch auf Termin anzubieten. Die Zertifikate können unterjährig jederzeit nachgehandelt werden, was eine effiziente Reallokation ermöglicht.

## Qualifikationsbedingungen für die Angebotsseite im Leistungsmarkt

Der Verkäufer eines Leistungszertifikates muss sicherstellen, dass er im Umfang der verkauften Leistungszertifikate und über den zugrunde liegenden Zeitraum Strom am Strommarkt anbieten kann. Da im Knappheitsfall alle verfügbaren Anbieter von Strom auch abgerufen werden, impliziert dies, dass ein Verkäufer von Leistungszertifikaten im Knappheitsfall Strom erzeugen

---

<sup>12</sup> Möglich ist es jedoch, dass Marktteilnehmer durch geeignete Poolung den so genannten „Kapazitätskredit“ der EE auf dem Leistungsmarkt realisieren. Dies ist energiewirtschaftlich sinnvoll und im vorgeschlagenen Leistungsmarkt umsetzbar.

<sup>13</sup> Die Ausgabe könnte dabei grundsätzlich über die erwartete Lebensdauer der Kraftwerke erfolgen. Es kann hier auch eine Obergrenze vorgegeben werden (z. B. 20 Jahre). Die Ausgabe kann auf Wunsch auch für in der Zukunft liegende Terminzeiträume erfolgen, z. B. dann, wenn die Inbetriebnahme eines Kraftwerkes noch einige Jahre in der Zukunft liegt.

können muss. Falls Erzeuger im Knappheitsfall nicht in der Lage sind, soviel Strom zu erzeugen, wie sie über die Leistungszertifikate gesichert verkauft haben, muss ein Dritter einspringen. Die Absicherung der angebotenen gesicherten Leistung für den Fall von Nichtverfügbarkeit (z. B. aufgrund von technischen Defekten) ist dabei Aufgabe der jeweiligen Anbieter.<sup>14</sup>

Ein Erzeuger, der zum Zeitpunkt der Knappheit an der Strombörse weniger Strom erzeugt, als über den Verkauf von Leistungszertifikaten zugesichert, hat die Kosten des Ausgleichs seiner Minderproduktion zu übernehmen. Diese Verpflichtung geht mit dem Verkauf von Leistungszertifikaten einher und ist analog zum heutigen System der Ausgleichs- und Reserveenergie (vgl. hierzu Ausführungen im Abschnitt „Das Reservesystem für den Leistungsmarkt“). Durch dieses Korrektiv wird sichergestellt, dass die Anbieter von Leistungszertifikaten auf Basis einfacher Marktregeln bestmöglich die Verfügbarkeit ihrer Anlagen gewährleisten – insbesondere zu Zeiten, in denen die Nachfrage hoch und das Angebot knapp ist.

### **Die Nachfrage nach Leistungszertifikaten**

Damit sich ein Markt für Leistungszertifikate bilden kann, ist neben der Etablierung eines Angebots von gesicherter Leistung, welches über die ausgeführte Zertifizierung geschaffen wird, die Schaffung (bzw. Offenlegung) einer Nachfrage nach Leistungszertifikaten notwendig. Im iEMD geht die Nachfrage von den Stromverbrauchern aus. Diese haben ein Interesse und eine Zahlungsbereitschaft, jederzeit mit Strom versorgt zu werden.

Die Stromverbraucher treten in aller Regel nicht direkt als Nachfrager von Leistungszertifikaten auf, sondern werden analog zur heutigen Situation im Strommarkt durch ihre Lieferanten vertreten, welche eine Vielzahl von Nachfragern bündeln. In Abgrenzung zu den vorliegenden Vorschlägen für die Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten, mit einem einzelnen zentralen bzw. regulierten Akteur als Ankäufer von gesicherter Leistung, lässt sich der vorgeschlagene Leistungsmarkt als ein dezentraler Kapazitätsmarkt bezeichnen.

Im Leistungsmarkt übernehmen der Handel und der Vertrieb die Aufgabe, Großhandelsprodukte für Strom und Leistung in verschiedenen Fristigkeiten einzukaufen und in Endkundenprodukte zu transformieren. Vertriebe sowie andere Dienstleister (z. B. Händler) poolen und strukturieren die ihnen zugeordneten Verbraucher und sorgen damit dafür, dass Leistung in dem Umfang kontrahiert wird, wie sie zur sicheren Versorgung der nicht flexibilisierten Verbraucher des Portfolios erforderlich ist. Damit wird der Handel oder Vertrieb als Portfoliomanager zukünftig nicht nur für die reibungslose Abwicklung der Beschaffung und Strukturierung von Strom, sondern auch von Leistungszertifikaten über die benötigten Fristigkeiten in seinem Bilanzkreis verantwortlich sein.

Für eine effektive Umsetzung des vorgeschlagenen marktlichen Lösungsansatzes sollte auf der Beschaffungsseite und vor allem der Absatzseite grundsätzlich Produktfreiheit bestehen. Dies ist insbesondere für die Entwicklung von dezentraler Lastflexibilität förderlich. Nachfolgende Abbildung fasst die wesentlichen Akteure und Markttrollen des vorgeschlagenen Strom- und Leistungsmarktes zusammen und zeigt, von wem Strom und Leistungszertifikate angeboten und nachgefragt werden und wie die entsprechenden Produkte strukturiert werden.

---

<sup>14</sup> Die Erfüllung der Lieferverpflichtung ist nicht regulatorisch zu prüfen, da ausreichende wirtschaftliche Anreize zur Vorhaltung von Reserven für Ausfallsituationen sich bereits aus der Zahlungsverpflichtung im Fall der Nichterzeugung ergeben. Zur Absicherung der Marktteilnehmer können z. B. die heute üblichen Reserveverträge verwendet werden. Die als Reservekraftwerke kontrahierten Anlagen können dann selbst keine Leistungszertifikate anbieten.

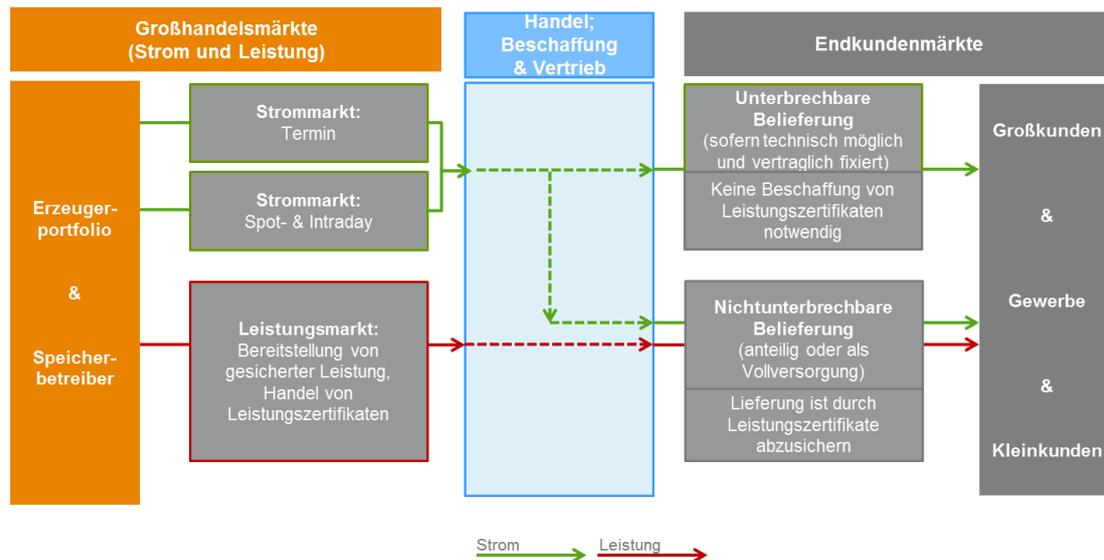


Abbildung 8: Übersicht der Marktakteure und Markttrollen im Strom- und Leistungsmarkt

Die Abbildung verdeutlicht nochmals die ausschlaggebende Produktdifferenzierung, die durch die Einführung eines Leistungsmarktes entsteht: Die Kosten der Leistungsvorhaltung und auf der anderen Seite ihr Wert für den Endkunden werden preiswirksam. Damit sind alle Voraussetzungen erfüllt, um die tatsächliche Nachfrage und Zahlungsbereitschaft des Endkunden für gesicherte Versorgung offenzulegen. Für die oben skizzierten Aufgaben ist eine zeitlich aufgelöste Prognose des Verbraucherverhaltens notwendig, wie sie auch heute schon im Rahmen von Einkaufsplanungen und Fahrplanmeldungen erfolgt. Die Vertriebe, als Schnittstelle zum Verbraucher, sind für diese Aufgabe prädestiniert: Sie verfügen über die notwendigen Informationen über den Leistungsbedarf ihrer Kunden und können sich am ehesten Informationen für die Nutzung lastseitiger Flexibilitäten erschließen. Um die Leistungsbedarfsprognose der Verbraucher und ihrer Vertriebe zu unterstützen, ist eine transparente Veröffentlichung weiterer Daten zu empfehlen, u. a. eine Systemleistungsprognose durch die Übertragungsnetzbetreiber oder eine alternative Stelle.

### Vertragliche und technische Schnittstellen zum Endverbraucher

Stromverbraucher, deren Verbrauch nicht regelbar ist (z. B. Standardlastprofilkunden im Haushalts- und Kleinkundensegment), erhalten eine Vollversorgung mit gesicherter Leistung. Die Vollversorgung mit gesicherter Leistung muss demnach nicht explizit beauftragt werden, sondern besteht als Grundannahme im Vertragsverhältnis zwischen Vertrieb und Kunde. Sofern Verbraucher technisch dazu in der Lage sind, ihren Bedarf an gesicherter Leistung kontrolliert anzupassen (d. h. den Stromverbrauch in den Zeiträumen von Knappheit zu reduzieren), so können sie – bzw. ihre Vertriebe – weniger Leistungszertifikate zur Absicherung des Strombezugs erwerben.

Für den Abschluss einer solchen kontrolliert flexibilisierbaren Belieferung muss erstens die technische Möglichkeit zur Messung und Steuerung des Abnehmers bzw. seiner Aggregate bestehen und zweitens muss eine vertragliche Regelung für die Nutzung der Flexibilitäten zwischen Kunde und Vertriebseinheit existieren.

Lastseitige Flexibilitäten (z. B. Demand-Side-Management) müssen im Leistungsmarkt nicht angebotsseitig zertifiziert werden. Diese Nachfrager nutzen ihre Flexibilität dazu, ihren Bedarf an Leistungszertifikaten zu senken. Der darüber erzielbare Kostenvorteil entspricht dem

Marktwert der gesicherten Leistung und stellt den zentralen Anreiz für die Erschließung von Nachfrageflexibilitäten im System dar.

Einzel- und energiewirtschaftlich rational ist es demnach, dass alle Endverbraucher, die ihren Bedarf an gesicherter Leistung zu (Opportunitäts-)Kosten reduzieren können, die unterhalb der Marktpreise für Leistungszertifikate liegen, dies tun. Durch die ggf. höheren Kosten einer Vollversorgung (mit gesicherter Leistung und Strom) ist davon auszugehen, dass im Zeitraum bis 2050 starke Anreize entstehen, auf eine auf Messung basierende, bedarfsgerechte Versorgung umzustellen.<sup>15</sup> Damit entwickeln sich flexible Vertragsstrukturen und bei den Endkunden werden technische Flexibilitätspotenziale erschlossen. Für die Ausgestaltung der Verträge mit Endkunden werden seitens des Marktdesigns keine Vorgaben gemacht, es besteht Produktfreiheit im Endkundenverhältnis. Die Einbindung der Verbraucher ermöglicht dabei ein hohes Maß an Verursachungsgerechtigkeit.

### **Integration des Leistungsmarktes mit dem EOM**

Die Integration des Leistungsmarktes mit dem Strommarkt (hier als Beispiel der day-ahead Markt) wird anhand der nachfolgenden Abbildung schematisch verdeutlicht.

Die Abbildung (linker Abschnitt) zeigt den EOM<sup>16</sup> in einer Stunde der Stromknappheit vor einer Einkürzung der Nachfragemenge. Knappheit stellt sich ein, wenn mehr Strom nachgefragt wird (rote/grüne Nachfragekurve in linker Abbildung), als durch den Kraftwerkspark zeitgleich bereitgestellt werden kann (blaue Fläche, Merit-Order). Rote Linienabschnitte der Nachfragefunktion in der linken Abbildung stehen dabei für Bilanzkreise, deren Nachfrage nach Strom nicht mit Leistungszertifikaten hinterlegt ist, während grüne Linienabschnitte der Nachfragefunktion für die Nachfrage aus Bilanzkreisen stehen, deren Stromnachfrage im Voraus durch Leistungszertifikate abgesichert wurde.

Die blau eingefärbten Blöcke der Merit-Order repräsentieren Angebote von Stromanbietern, die Leistungszertifikate zugeteilt bekommen und veräußert haben. Es handelt sich dabei also um Kraftwerke, die in Knappheitszeiträumen vertraglich verpflichtet sind, Strom anzubieten. In der beispielhaft skizzierten Marktsituation stehen (vereinfacht) nur diese Kraftwerke vertragsgemäß zur Verfügung; es wird also eine Extremsituation abgebildet. Im aktuellen Marktdesign wäre in der schematisch skizzierten Marktsituation (Knappheit am EOM) eine undifferenzierte Einkürzung der Nachfrage aller Verbraucher notwendig, damit es zur Markträumung kommen kann.

Das einzuführende System der Leistungszertifikate ermöglicht hier jedoch eine differenzierte und damit verursachungsgerechte Aktivierung von Nachfrageflexibilität, die den Verbrauchern/Vertrieben, welche Leistungszertifikate erworben haben, eine vorrangige Versorgung mit Strom zusichert (grün dargestellter Abschnitt der Nachfragefunktion).

---

<sup>15</sup> Wie diese Entwicklungen genau verlaufen werden, kann zum jetzigen Zeitpunkt nicht vorhergesagt werden und ist z. B. von der Kostenentwicklung der verschiedenen für eine Flexibilisierung notwendigen technischen Komponenten abhängig. Entscheidend ist jedoch, dass ein zukunftsfähiges Marktdesign offen für derartige Geschäftsmodelle ist und hierfür im energiewirtschaftlich sinnvollen Umfang eine Anreizstruktur vorsieht. Dies ist im vorgeschlagenen iEMD der Fall.

<sup>16</sup> Aktuell stellt die EPEX Spot den relevanten day-ahead Handelsplatz dar, im Betrachtungszeitraum bis 2050 können sich die Strukturen des börslichen Stromhandels für das deutsche Marktgebiet jedoch verändern. Beispielsweise könnten sich andere Handelsplätze etablieren oder sich die Fristigkeiten des Handels vom Strom verändern. Es wird jedoch davon ausgegangen, dass über den Betrachtungszeitraum weiterhin ein liquider börslicher Handelsplatz existiert, dessen Transaktionsstruktur und Liquidität geeignet ist, um als Indikator für Stromknappheit im deutschen Markt herangezogen zu werden.

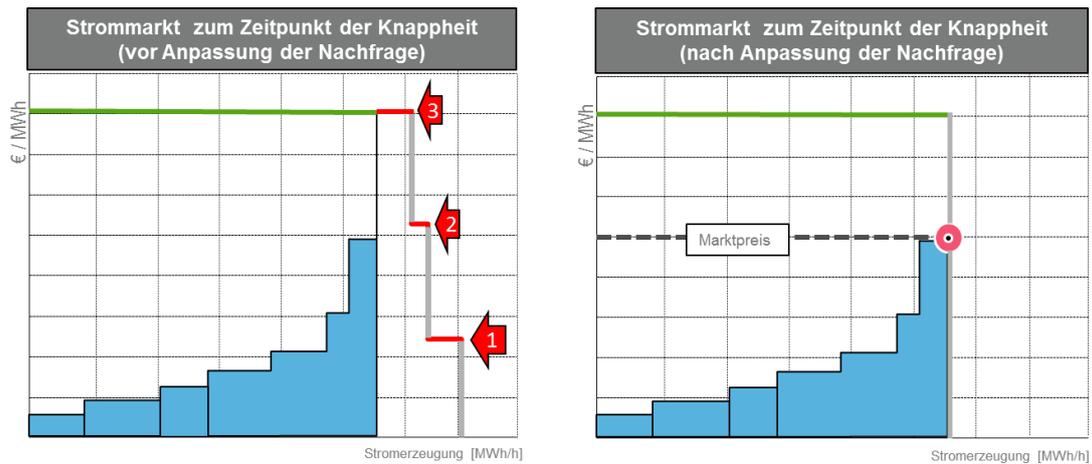


Abbildung 9: Schematische Darstellung der Integration von Leistungszertifikaten mit dem Strommarkt

Die zur Beseitigung der Knappheit notwendige Reduktion der Nachfragemenge betrifft damit nur Bilanzkreise, die keine oder nur anteilig Leistungszertifikate beschafft haben. Sie haben damit zugesichert, dass sie in der Lage sind, im Knappheitsfall ihren Bezug kontrolliert anzupassen (rote Abschnitte 1, 2 und 3 der Nachfragefunktion in obiger Abbildung). Das Signal für die Reduktion der Nachfrage kommt aus dem Strommarkt (hier: day-ahead), die technische Umsetzung der Reduktion des Strombezugs einzelner Verbraucher ist Aufgabe der jeweiligen Vertriebseinheiten, die diese Verbraucher bündeln. Am Beispiel der Abbildung lässt sich die Interaktion des Strom- und Leistungsmarktes sowie das Vorgehen im Knappheitsfall wie folgt zusammenfassen:

1. Im Knappheitsfall am Strommarkt sind zuerst die Nachfrager des roten Linienabschnitts mit der Nummer 1 verpflichtet, ihre Nachfrage zu reduzieren. Danach werden – aufsteigend nach ihrer Gebotshöhe im EOM (niedrigere Gebote zuerst) – die unbesicherten Nachfragepositionen 2 und 3 reduziert.
2. Das Ergebnis der differenzierten Nachfrageflexibilisierung im Knappheitsfall ist in der rechten Abbildung oben dargestellt: Es bildet sich nach Anpassung der dazu vertraglich verpflichteten Nachfrager ein Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage (Marktpreis).

Aufgrund der Gleichgewichtsbedingungen des Leistungsbilanzsystems können nicht mehr Leistungszertifikate für die Absicherung von Verbrauchern genutzt werden, als zuvor auch an gesichert zur Verfügung stehende Erzeugungskapazitäten ausgegeben wurden. Die abgesicherte Nachfrage (grüne Linienabschnitte) liegt also in jeder Stunde unterhalb des Angebots aus der gesicherten Erzeugung (hellblaue Blöcke). Dies bedeutet, dass die Versorgungssicherheit jederzeit gewährleistet ist und alle Kunden stets mindestens im Umfang ihrer vorab beschafften Leistungszertifikate beliefert werden. Alle Nachfrager mit Leistungszertifikaten werden bedient. Die kontrollierte Flexibilisierung betrifft nur Nachfrager, die keine Leistungszertifikate beschafft haben und entspricht daher ihrer ökonomischen Präferenz.

Das ausgeführte Beispiel veranschaulicht, dass die Strompreisbildung in der bisherigen Funktionsweise durch die Einführung des Leistungsmarktes nicht grundsätzlich verändert wird. Es erfolgt lediglich eine Differenzierung der Produktdefinition nach flexibler und nicht flexibler Nachfrage. Die ökonomische Effizienz des EOM bleibt also erhalten; in Hochpreisstunden besteht weiterhin ein großer Anreiz für alle Erzeuger (gesicherte und auch ungesicherte), Strom

anzubieten.<sup>17</sup> Der Leistungsmarkt ist darüber hinaus auch mit OTC-Handelsstrukturen integrierbar.

### **Organisation der Nachweisführung über ein System von Leistungsbilanzkreisen**

Um einen funktionsfähigen Markt für Leistungszertifikate zu gewährleisten, muss ein System etabliert werden, das eine Nachvollziehbarkeit der Strom- und Leistungsflüsse ermöglicht. Die Nachweisbarkeit der Leistungsvorhaltung stellt eine Grundvoraussetzung dafür dar, dass Leistungszertifikate einen tatsächlichen Mehrwert für Verbraucher darstellen, der zu einer Zahlungsbereitschaft seitens der Verbraucher bzw. ihrer Vertriebe führt. Dafür muss jederzeit nachvollziehbar sein:

- welche Verbraucher sich durch Leistungszertifikate abgesichert haben und ob diese Verbraucher in den Zeiten der ökonomischen Knappheit maximal so viel Strom bezogen haben, wie sie in Form von Leistungszertifikaten abgesichert haben und
- welche Erzeuger Leistungszertifikate veräußert haben und ob diese Erzeuger in Zeiträumen der ökonomischen Knappheit die damit verbundene Verpflichtung zum Angebot ihrer Erzeugung erfüllt haben.

Ein mögliches Umsetzungsszenario<sup>18</sup> zur Organisation der Nachweisführung stellt die Integration in das bereits heute bestehende System der Bilanzkreise dar. Die bestehenden Bilanzkreise für Strom (Energie-Bilanzkreise) werden dazu durch ein Leistungsbilanzkreissystem (Leistungs-Bilanzkreise) ergänzt. Damit wird sichergestellt, dass die Leistungsbilanz des Systems zu jedem Zeitpunkt erfasst und ausgeglichen ist und Abweichungen von Liefer- oder Bezugsverpflichtungen ausgeglichen werden. Die Verantwortung für die Bilanzkreisführung verbleibt bei den jeweiligen Bilanzkreisverantwortlichen. Der zusätzliche Aufwand für die Nachweisführung in Hinsicht auf gesicherte Leistung ist beherrschbar, insbesondere da mit Bilanzkreisen ein bereits bestehendes und bewährtes System genutzt wird. Zudem erfordert jeder Kapazitätsmechanismus eine Nachweisführung und Kontrolle der Leistungsvorhaltung und -bereitstellung, so dass dies keine spezifische Anforderung des hier vorgeschlagenen Leistungsmarktes darstellt.

### **Das Reservesystem für den Leistungsmarkt**

Für den Ausgleich von Fahrplanabweichungen im Rahmen der physikalischen Erfüllung im Strommarkt bestehen bereits heute effiziente Mechanismen. Das Regelleistungs- und Ausgleichensystem wird daher im Grundsatz im iEMD nicht verändert. Es ist jedoch sicherzustellen, dass die Reservevorhaltung am Strom- und Leistungsmarkt aufeinander abgestimmt wird.

Anreize, in Knappheitsfällen auf das für den Strommarkt vorgehaltene Ausgleichs- und Reservesystem zurückzugreifen, sind nicht im Sinne des Funktionsprinzips des Leistungsmarktes und daher zu vermeiden. Für diesen Zweck wird das bestehende Ausgleichs- und Reservesystem für den Strommarkt um eine Reserve für den Leistungsmarkt ergänzt. Diese „Sicherheitsreserve“ wird eingesetzt, wenn Abweichungen in der Abwicklung der Märkte

---

<sup>17</sup> Sofern aus verteilungspolitischen Gründen eine Einschränkung der Verteilungseffekte der Strompreise am EOM erfolgen soll, so sind grundsätzlich diesbezügliche Ergänzungen im System des Leistungsmarktes möglich, die jedoch nicht im Fokus des vorliegenden Gutachtens stehen. Beispielsweise kann der börsliche Maximalpreis für Strom abgesenkt werden. Alternativ ist eine Kombination der Leistungszertifikate mit einem Optionsmechanismus möglich, der die Verteilungswirkung von Strompreisen über ein zu definierendes Preisniveau beschneidet (vgl. hierzu z. B. den Vorschlag in ewi, 2012).

<sup>18</sup> Hiermit wird verdeutlicht, dass ein sinnvoller organisatorischer Rahmen für den Leistungsmarkt geschaffen werden kann und wie dieser ausgestaltet sein könnte. Bevor endgültige Empfehlungen in Hinsicht auf eine detaillierte Ausgestaltung abgeleitet werden können, sind jedoch weitere Analysen notwendig, die im vorliegenden Gutachten nicht erfolgen können.

die positiven Regelleistungsreserven des Strommarktes überschreiten. Dies sollte grundsätzlich nur in Zeiträumen mit sehr hoher Nachfrage der Fall sein. Die Aktivierung der Sicherheitsreserve kann daher als „Ausgleichsleistung“ bezeichnet werden, die in diesen Zeiträumen Prognoseabweichungen auffängt. Auf Ebene der (Leistungs-)Bilanzkreise lässt sich folgende Zuordnung treffen:

- Verursacher des Abrufs der Sicherheitsreserve sind alle Verkäufer von Leistungszertifikaten, die in Knappheitszeiten entweder nicht vertragsgemäß Fahrplanmengen eingestellt haben oder physikalisch (ggf. außerhalb eines vorab bekannten Toleranzbandes) hinter den Fahrplänen zurückgeblieben sind.
- Gleichermaßen sind Verbraucher Verursacher von Ausgleichsleistungsabrufen, wenn deren Strombezug in Knappheitszeiten physikalisch (ggf. außerhalb eines vorab bekannten Toleranzbandes) über ihren Fahrplänen lag. Die Fahrpläne berücksichtigen dabei die Stromzuteilung entsprechend der vorgehaltenen Leistungszertifikate.

Die Vorhaltung und der Abruf von Ausgleichsleistung sind mit Kosten verbunden, daher werden die Verursacher von Ausgleichsleistung grundsätzlich zur Zahlung eines Ausgleichs verpflichtet. Die Höhe der Zahlung sollte über den Marktpreisen für Leistungszertifikate liegen, dann wirken die Kosten des Reserveeinsatzes als Regulativ gegen Abweichungen vom zugesicherten Einsatz bzw. Leistungsbezug. Die Kraftwerke der Sicherheitsreserve selber dürfen keine Leistungszertifikate verkaufen, sie bleiben dem Leistungs- und Strommarkt vorenthalten. Die Sicherheitsreserve sorgt damit dafür, dass das Gut gesicherte Leistung stets ökonomisch knapp wird, bevor Leistung tatsächlich physikalisch knapp ist. Damit ist Erzeugungssicherheit umfassend sichergestellt. Der Umfang der Sicherheitsreserve ist regulatorisch zu bestimmen und ermöglicht den Ausgleich von Prognosefehlern der Marktakteure hinsichtlich der Leistungsvorhaltung. Im Zeitverlauf kann der Umfang der Sicherheitsreserve den Gegebenheiten angepasst und ggf. reduziert werden.

Die hier vorgeschlagene Sicherheitsreserve ermöglicht es darüber hinaus auch, regionale Charakteristika des Stromversorgungssystems zu berücksichtigen. Beispielsweise kann über eine räumlich differenzierte Vorhaltung der Sicherheitsreserve durch die Netzbetreiber auch ein hinreichender Umfang von regionaler Redispatchleistung sichergestellt werden (analog zur heutigen „Winterreserve“).

### **Der Leistungsmarkt auf Großhandelsebene**

Den ausgebenden Zertifikaten stehen auf Angebotsseite in gleicher Höhe Leistungen mit einer Lieferverpflichtung gegenüber. Damit ist sichergestellt, dass im Stromversorgungssystem jederzeit mindestens im Umfang der Nachfrage aller Kunden mit Leistungszertifikaten Leistung zur Verfügung steht. Die Leistungsbilanz des Stromversorgungssystems ist damit jederzeit ausgeglichen. Der Leistungsmarkt stellt sicher, dass gesicherte Leistung einen Preis hat und daher durch die Entscheidungen der Marktakteure in der Summe nahe am Optimum vorgehalten wird.

Dies ergibt sich aus der ökonomischen Logik. Der (Termin-)Marktpreis für Leistungszertifikate spiegelt auf Großhandelsebene die Knappheit von Leistung über das gesamte System wider. Würden alle Anbieter ein Übermaß an Leistung vorhalten, so würden der Marktpreis für Leistung und gleichermaßen die Anreize für Neuinvestitionen absinken, bis sich wieder ein Gleichgewicht aus Angebot und Nachfrage nach gesicherter Leistung einstellt.

Die ausgegebenen Leistungszertifikate können mit variablem Produktzuschnitt von den Erzeugern an Händler und Verbraucher weitergegeben werden. Es ist davon auszugehen, dass die Marktakteure grundsätzlich einen Bedarf an einem Produktzuschnitt äquivalent zum

Zuschnitt der Produkte am Großhandelsmarkt für Strom haben. Dies würde es den Verbrauchern, Händlern und Erzeugern z. B. ermöglichen, Stromlieferung und Absicherung durch Leistungszertifikate in parallelen Produkten zu strukturieren (z. B. Terminprodukte mit Jahres-, Quartals- und Monatsfristigkeiten). Dabei ist zu vermuten, dass - analog zu den Fristigkeiten im Strommarkt - der Schwerpunkt auf dem Handel von Terminprodukten liegen wird, ggf. mit kurzfristigem Nachhandel. Die Möglichkeit zum Nachhandel der Leistungszertifikate ermöglicht dabei eine kontinuierliche Reallokation der Zertifikate. Längerfristige Produktzuschnitte stabilisieren hingegen das Preissignal. Es ist davon auszugehen, dass der Markt entsprechend seines Bedarfs, ggf. auch regulatorisch begleitet, hierfür geeignete und den Gegebenheiten angepasste Festlegungen trifft.

Auf vielen Marktplätzen werden so genannte „Market-Maker“ etabliert, um die Liquidität des Handels, insbesondere für längere Fristigkeiten, zu erhöhen. Bei diesen handelt es sich meist um größere Marktakteure, die als Käufer und/oder Verkäufer in den Marktstufen, insbesondere auch im Terminmarkt, agieren. Märkte strukturieren bzw. allokieren durch diese Rollen Rendite und Risiko über die Wertschöpfungsstufen. Vergleichbare Marktrollen sind auch in dem vorgeschlagenen Leistungsmarkt denkbar, ihre Ausgestaltung sollte jedoch primär dem Markt obliegen. Zur Flankierung der weiter unten skizzierten Transformationsphase kann das vorgeschlagene iEMD **optional** auch durch die Marktrolle eines oder mehrerer zentraler/regulierter Market-Maker flankiert werden. Hierbei handelt es sich um Akteure, die am Leistungsmarkt längerfristig Leistungszertifikate ankaufen und damit die Investitionssignale des Leistungsmarktes über den Zeitraum des Terminmarktes hinaus stabilisieren, in dem sie längerfristige Risiken (ab ca. vier Jahren Terminfrist) transformieren und diese dann am Terminmarkt (bis ca. drei Jahren Terminfrist) anbieten.

### Abwägung zum Leistungsmarkt

Das vorliegende Gutachten zeigt auf, dass der Energy-Only-Market keine ausreichenden Preissignale zur Sicherung eines ausreichenden Kraftwerkszubaues generiert. Es wird daher die Einführung eines zusätzlichen Kapazitätsmechanismus empfohlen. Der vorgeschlagene Leistungsmarkt, als ein marktlich organisierter Kapazitätsmechanismus, entspricht dem für das Gutachten formulierten Zielsystem.

Daneben bestehen jedoch auch diverse andere Vorschläge zur Ausgestaltung von Kapazitätsmechanismen. Alle diskutierten Kapazitätsmechanismen ähneln sich insofern, dass sie einen Zahlungsfluss vom Endverbraucher von Strom, hin zu den Anbietern gesicherter Leistung implementieren. Der Vorschlag in diesem Gutachten teilt diese Eigenschaft grundsätzlich, jedoch unterscheidet er sich deutlich in Bezug auf die Form, in der dieser Mittelfluss organisiert ist. In der Vergangenheit wurden bereits verschiedene Kapazitätsmechanismen für den deutschen Strommarkt vorgeschlagen.

Bei diesen Vorschlägen können in Bezug auf die Nachfrage nach Leistung grundsätzlich zwei Ansätze unterschieden werden:

1. Modelle mit Kapazitätsauktionen durch eine **zentrale Instanz**. Hierunter fallen wiederum zwei Arten von zentralen Kapazitätsauktionen, nämlich selektive Mechanismen, die z. B. primär neue Anlagen und umfassende Mechanismen, die den gesamten Kraftwerkspark adressieren.
2. Modelle, in denen Angebot und Nachfrage nach gesicherter Leistung weitgehend marktlich, d. h. **ohne einen zentralen Nachfrager**, organisiert werden. Die Nachfrage nach Leistung geht dabei von Marktakteuren aus und ist dezentral organisiert.

Beide Modellansätze weisen spezifische Vor- und Nachteile auf und können aus Sicht der Gutachter das beschriebene Kapazitätsproblem nachhaltig lösen. Vor dem Hintergrund des Zielsystems des Gutachtens wird hier jedoch ein integriertes Marktdesign mit möglichst marktwirtschaftlichen bzw. wettbewerblichen Elementen entworfen. Aus diesem Grund wird die Nachfrage nach gesicherter Leistung auf Seiten der Verbraucher angesiedelt. Damit wird ein weitgehend marktliches Modell unter Einbezug aller Marktakteure entwickelt. Die Vorteile des hier vorgeschlagenen dezentralen Modells liegen in den starken Anreizen für die nachfrageseitige Freisetzung von Leistung und der sehr flexible Kombination von Optionen zur Leistungsbereitstellung. Die Höhe und der Preis der benötigten Leistungsbereitstellung wird anhand ökonomisch transparenter Anreize am Markt gebildet. Dies ermöglicht eine verursachungsgerechte Zuordnung der Kosten der Leistungsbereitstellung.

Der Leistungsmarkt strukturiert über seine Marktakteure Risiken in den Wertschöpfungsstufen und kann daher eine hinreichende Langfristigkeit von Preissignalen sicherstellen. Eine zentral organisierte Reserve, die Sicherheitsreserve, ergänzt den Leistungsmarkt. Die Sicherheitsreserve steht neben dem Markt und beeinflusst die marktliche Leistungsvorhaltung nur minimal. Darüber hinaus kann durch die bereits beschriebene Funktion des optional auszugestaltenden Market-Makers insbesondere in der Transformationsphase eine längerfristige Liquidität des Leistungsmarktes sichergestellt werden. Durch eine entsprechende Ausgestaltung des Sekundärhandels von Leistungszertifikaten (s. o.) wird einer unzureichenden Nutzung der Durchmischungseffekte insbesondere bei kleinen Portfolien begegnet.

### 3.3 EE-Kapazitätsauktion

#### **Kernaussagen**

Langfristiges Ziel ist es, dass EE-Anlagen ihre Vollkosten allein über Erlöse an den vollständig wettbewerblich organisierten Märkten (insbesondere Strom- und Leistungsmarkt) decken können (Marktparität) und darüber ihre Wirtschaftlichkeit erreichen. Hierbei spielt insbesondere der Markt für Emissionszertifikate eine wichtige Rolle, der deswegen zu stärken ist. In Deutschland kann die Marktparität für zentrale EE-Technologien im Zeitraum bis etwa 2035 erreicht werden (vgl. Abschnitt 2.3). Solange die Marktparität nicht gegeben ist, wird zur Erreichung der EE-Ausbauziele weiterhin ein Fördermechanismus benötigt.

Die derzeit durch das EEG geregelte EE-Förderung wird im vorgeschlagenen iEMD für Neuanlagen grundlegend weiterentwickelt. Anlagen, die auf Basis des derzeitigen EEG errichtet wurden, erhalten die gesetzlich festgelegte Förderung aufgrund der bei Inbetriebnahme gültigen Rechtslage.

Anders als im jetzigen EEG erfolgt der Ersatz der Differenzkosten im vorgeschlagenen iEMD nicht über eine arbeitsbasierte Förderung, sondern über Leistungsprämien (€/MW), die im Rahmen einer mengengesteuerten Ausschreibung von EE-Projekten vergeben werden, und deren Höhe durch Auktionierung ermittelt wird. Dadurch entsteht ein Kostenwettbewerb zwischen den Anbietern von EE-Leistung. Der in diesen Anlagen erzeugte Strom wird obligatorisch direkt vermarktet.

Der Förderbedarf reduziert sich sukzessive mit steigenden Markterlösen sowie mit sinkenden Anlagenkosten der EE. Sobald die Marktparität der EE erreicht ist, kann die Förderung vollständig entfallen; dies ist das langfristige Ziel.

Die EE-Ausschreibung ist technologiedifferenziert und kann regional aufgelöst erfolgen. Dadurch wird eine verbesserte Steuerung der Ausbauziele erreicht. Die verbleibenden Differenzkosten werden bundesweit über den Stromverbrauch auf die Stromverbraucher umgelegt. Durch die Steuerbarkeit des EE-Zubaus kann diese Umlage erstens langfristig und zuverlässig prognostiziert werden und zweitens auf das notwendige Minimum reduziert werden.

### **Beschaffung von EE-Kapazitäten erfolgt über eine mengenbasierte Ausschreibung**

Im vorgeschlagenen iEMD werden die zu installierenden EE-Leistungen in Megawatt vorgegeben und durch eine zentrale Stelle regelmäßig jahresscharf in einer zentral organisierten Ausschreibung mit ausreichend langem Vorlauf beschafft. Die Mengenvorgabe richtet sich nach den Ausbauzielen des Bundes und kann mit den Zielen der Bundesländer koordiniert werden. Es gibt somit eine politisch induzierte Nachfrage nach regenerativer Erzeugung, so lange die Marktparität nicht erreicht ist. Mit Erreichen der Marktparität wird der Zubau der EE vollständig über die Märkte koordiniert (insbesondere über den Strommarkt und indirekt über den CO<sub>2</sub>-Markt). Mindest- oder Maximalgrößen der Lose in der Ausschreibung sollten nicht festgelegt werden, um einen breiten Marktteilnehmerkreis zu ermöglichen und explizit auch kleinere EE-Projekte anzusprechen.

### **Die Förderhöhe wird in einer technologiedifferenzierten Auktion ermittelt**

Die Ausschreibung wird als Auktion von Vergütungsrechten ausgestaltet. Die Förderung erfolgt in Form eines leistungsbasierten Investitionskostenzuschusses mit Auszahlung in €/MW. Das hat gegenüber einer Auszahlung in €/MWh den Vorteil, dass das Gebotsverhalten von EE-Anlagen am Strommarkt nicht verzerrt wird und sich an deren Grenzkosten orientiert. Interessierte Investoren legen in der Auktion offen, zu welchem Förderbetrag sie eine bestimmte EE-Leistung zubauen würden. Es entsteht damit ein kostenorientierter Wettbewerb um den Zugang zu Vergütungsrechten. In der Auktion bekommen diejenigen Investoren einen Zuschlag, die zu den in Summe günstigsten (Differenz-)Kosten die ausgeschriebene EE-Leistung errichten und betreiben können. Für die Ausgestaltung der Auktion wird eine rundenbasierte Auktion (RBA) vorgeschlagen. Die RBA besteht aus einer geordneten Abfolge von Auktionsrunden, bei denen der Preis, den der Auktionator aufruft, von Runde zu Runde ansteigt.<sup>19</sup> In der RBA nennen die Bieter dem Auktionator ohne Kenntnis der Gebote der anderen Bieter in jeder Runde die EE-Leistung, die sie zu dem vom Auktionator aufgerufenen Preis bereit und in der Lage sind zu installieren. Damit steigt über die Runden auch das Angebot an EE (Menge an installierter Leistung).

Die Auktion wird mit ansteigenden Preisen solange fortgeführt, bis die vom Koordinator gewünschte EE-Menge in Summe von den teilnehmenden Bietern angeboten wird. Dann erfolgt der Zuschlag. Der zugehörige Zuschlagspreis ergibt sich im Wettbewerb zwischen allen noch in der Auktion befindlichen Anbietern. Die in rascher Abfolge ablaufenden Auktionsrunden stellen sicher, dass Bieter keine Kenntnis von den Geboten ihrer Wettbewerber haben. So werden die Möglichkeiten für Absprachen und strategisches Bietverhalten eingegrenzt.

Bieter, die einen Zuschlag erhalten, sind verpflichtet, die entsprechenden EE-Kapazitäten zu errichten und zu betreiben, und erhalten hierfür den Zuschuss zu dem von der Koordinierungsstelle in dieser Auktionsrunde aufgerufenen Preis in €/MW. Der Zuschuss wird

---

<sup>19</sup> Möglich ist auch ein Auktionsdesign, bei dem die Auktion mit einem hohen Preis beginnt, der von Runde zu Runde reduziert wird (rundenbasierte Auktion mit fallendem Preis).

während der Betriebsphase ausgezahlt. Die Abwicklung der vorgeschlagenen Auktion zur Preisfindung einer zu beschaffenden EE-Menge (MW installierte Leistung) und der Zustand bei Ende der Auktion (Zuschlag) sind in nachfolgender Abbildung 10 dargestellt.

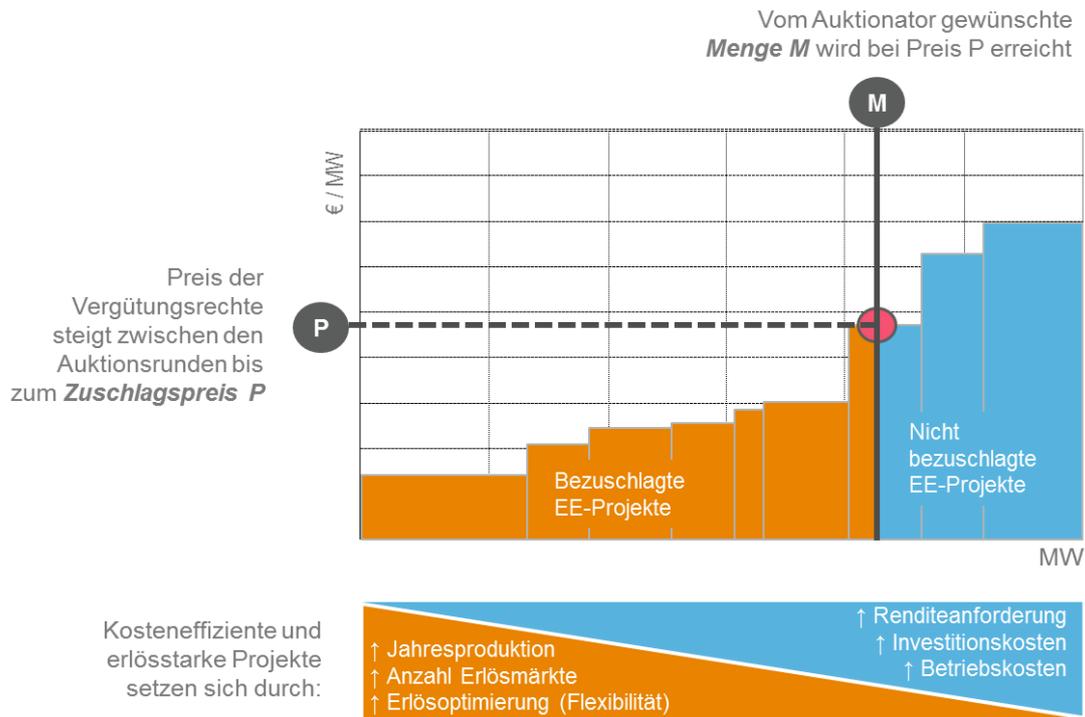


Abbildung 10: Preisfindung für eine EE-Zielmenge in einer rundenbasierten Auktion

In der Auktion bildet sich eine „Merit-Order des Förderbedarfs“ von EE-Projekten heraus. Das bedeutet: Es entsteht eine Reihenfolge zwischen den teilnehmenden EE-Projekten, die aufsteigend nach ihrem Förderbedarf geordnet werden. Bezuschlagt werden vom Auktionator die EE-Projekte mit dem niedrigsten Förderbedarf bis zur ausgeschriebenen Menge M. Der zugehörige Preis P wird in Form von Vergütungsrechten an die bezuschlagten Projekte ausgezahlt. Dies führt dazu, dass die Projekte mit dem geringsten Förderbedarf zuerst ausgewählt werden und in jedem Fall einen Zuschlag erhalten.

Als Ergebnis der RBA haben die Projekte, die einen Zuschlag erhalten in Summe den niedrigsten Förderbedarf (orangene Fläche in Abbildung 10). Projekte, die später in der Auktion angeboten werden und höhere Förderkosten aufweisen, werden nur bezuschlagt, wenn sie zur Zielerfüllung benötigt werden oder werden ggf. nicht bezuschlagt (blaue Fläche in Abbildung 10).

Einen Zuschlag erhalten somit jene Projekte, die im Vergleich zu anderen spezifische Erlös- und/oder Kostenvorteile realisieren (z. B. in Form geringerer Investitions- und Betriebskosten oder reduzierter Renditeanforderung) und/oder die ein höheres Erlöspotenzial auf den Zielmärkten haben (z. B. in Form einer Erlösoptimierung durch Flexibilitätspotenziale oder Zugang zu weiteren Erlösmärkten). Damit ergibt sich ein Wettbewerb um den Zugang zur Förderung, der starke Anreize für die Reduktion von Kosten einerseits und die Maximierung von Markterlösen andererseits auslöst. Beide Effekte sind volkswirtschaftlich sinnvoll und effizient.

An der Auktion können große und kleine Projekte teilnehmen, letztere ggf. vertreten durch Intermediäre, so dass weiterhin Projekte verschiedener Größenklassen institutioneller, kommunaler oder privater Investoren gefördert werden. Die Förderung wird in der Auktion auf

Basis der verbleibenden Differenzkosten ermittelt. Diese nehmen mit Annäherung der EE an die Marktparität ab, was sich in der Auktion in „automatisch“ abnehmenden Preisen niederschlägt. Sobald sich der Förderbedarf soweit verringert hat, dass von einer Marktparität der entsprechenden EE-Technologie auszugehen ist, sollte auf eine Auktionierung von Vergütungsrechten verzichtet werden. Die Ermittlung, Anpassung und Minimierung des EE-Förderbedarfs durch Wettbewerb stellt aus gesamtwirtschaftlicher Sicht einen wesentlichen Effizienzvorteil des vorgeschlagenen Ausschreibungsverfahrens dar.

### **Die Auktion erfolgt regelmäßig und mit ausreichend zeitlichem Vorlauf**

Die vorgeschlagene Auktion ist mit ausreichend zeitlichem Vorlauf durchzuführen. Den Zeitrahmen dafür stellen die typischen Realisierungszeiträume von EE-Projekten dar, die Standortsicherung, Planung, Genehmigung, Bau und Inbetriebnahme umfassen. Sinnvoll ist eine jährliche oder halbjährliche Wiederholung der Auktion. Denkbar ist zudem die Ergänzung durch weitere Auktionsrunden mit kürzer werdendem Vorlauf. Beispielsweise wird im Jahr  $t$  eine bestimmte EE-Kapazität ausgeschrieben, welche im Jahr  $t + 4a$  in Betrieb genommen wird und eine Förderung je nach Auktionsergebnis erhält. Im Jahr  $t + 3a$  oder später werden dann Mehr- oder Mindermengen für  $t + 4a$  nachbeschafft, sofern dies notwendig ist. Dies trägt einerseits den unterschiedlichen Realisierungsgeschwindigkeiten verschiedener EE-Technologien Rechnung und ermöglicht dem Koordinator andererseits ein Nachsteuern. In diese Mengenkorrektur kann ebenfalls der EE-Zubau eingehen, der ggf. parallel dazu ohne Förderung erfolgt. Investoren, die in der letzten Runde der RBA ein bezuschlagtes Gebot platzieren konnten, haben das Recht auf eine EE-Förderung erworben. Diese Förderung ist in €/MW bestimmt und wird in der Höhe gewährt, wie sie in der letzten Runde der RBA festgelegt wurde. Die Zuteilung der Förderung erfolgt entweder über Einheitspreis- oder im Pay-as-bid-Verfahren, wobei im Pay-as-bid-Verfahren das Potenzial zur Abschöpfung von Renten der Anbieter besteht.

Die Auszahlung der Förderung erfolgt erstmalig mit der Inbetriebnahme und wird danach über einen vorab definierten Zeitraum gestreckt. Dieser orientiert sich an der typischen Finanzierungs- bzw. Abschreibungsdauer von EE-Projekten (d. h. 10 bis 20 Jahre). Mit Annahme des Vergütungsrechts verpflichten sich die Investoren im Gegenzug, die angebotenen EE-Projekte im vereinbarten Erfüllungszeitraum zu installieren und danach nachhaltig zu betreiben. Die Auszahlung des Investitionskostenzuschusses über einen längeren Zeitraum ist analog zur heutigen Regelung des EEG, das eine Förderung über bis zu 20 Jahre zusichert. Mit der zeitlich gestreckten Auszahlung wird zusätzlich zum Anreiz aus der Direktvermarktung ein weiterer Anreiz geschaffen, geförderte EE-Anlagen in Betrieb zu halten. Denn sollte eine geförderte Anlage vorzeitig stillgelegt werden, so wird auch keine Förderung mehr gewährt.

### **Ausgestaltung der Vergütungsrechte: Rechte und Pflichten**

Bei Nicht-Inbetriebnahme von bezuschlagten EE-Anlagen sind erfolgreiche Anbieter verpflichtet, eine Ersatzzahlung an den Koordinator der Ausschreibung zu leisten, die dieser für die Beschaffung von Ersatzmengen oder zur Senkung der Förderkosten verwendet.<sup>20</sup> Die Zahlung sollte sich an den Kosten für die Realisierung der Fehlmengen in der letzten Ausschreibungsrunde unter Berücksichtigung eines Mindestwertes bemessen.

---

<sup>20</sup> Erfahrungen aus anderen Energiemärkten zeigen, dass das Fehlen von klaren Realisierungsverpflichtungen von auktionierten EE-Projekten eine Hürde für die Umsetzung der Ausbauziele darstellen kann (vgl. Frontier Economics, 2011). Dies wird im vorliegenden Vorschlag durch die beschriebene Regelung einer Ersatzzahlung vermieden.

Der Mindestwert (in €/MW) wird durch den Koordinator im Rahmen der Ausschreibung festgelegt, so dass er im Voraus bekannt ist.

Die über die Auktion vergebenen EE-Vergütungsrechte sind nicht projektspezifisch ausgestaltet. Daher besteht nach der Auktion die Möglichkeit, dass der Halter das Vergütungsrecht an einen anderen Investor veräußert, welcher das Vergütungsrecht dann erwirbt und realisiert. Dies ist z. B. für den Fall relevant, dass ein mit Vergütungsrechten ausgestattetes EE-Projekt nicht zum zugesagten Zeitpunkt ans Netz geht. Durch die Übertragungsmöglichkeit kann dann ein alternatives EE-Projekt (bei Technologiedifferenzierung ein Projekt gleicher Technologie) gefördert und zum vereinbarten Zeitpunkt ans Netz gebracht werden. Damit ist die Zielerreichung gesichert und es fällt keine Zahlung wegen Nichterfüllung an. Die mit dem Vergütungsrecht verknüpften Pflichten (siehe nachfolgend) bleiben erhalten.

### **Marktintegration der EE in den Strommarkt und andere Energiemärkte**

Analog zum restlichen Kraftwerkspark erzielen EE-Anlagen in der Direktvermarktung für ihre Erzeugung Erlöse in €/MWh am Strommarkt. Diese Stromerlöse werden in der Investitionsphase antizipiert, Anlagen mit höheren Stromerlösen haben einen Wettbewerbsvorteil in der EE-Ausschreibung. Außerdem setzen sich in der Auktion tendenziell EE-Anlagen durch, die ihre Produktion den Preissignalen des Marktes anpassen können. Es bleibt den Betreibern überlassen, Anlagenkonzepte zu entwickeln, die hier einen effizienten Mehrwert generieren können. Beispielsweise entstehen so Anreize, die Anlagenauslegung anzupassen und Standorte zu erschließen, die tendenziell weniger stark im Gleichtakt mit bereits installierten Anlagen einspeisen oder auch Stromspeicher zu bauen – jeweils dann, wenn dies energiewirtschaftlich sinnvoll ist. Es ist davon auszugehen, dass sich über den Betrachtungszeitraum die Regeln und Rahmenbedingungen der Strommärkte an die Spezifika der Stromerzeugung der EE weiter anpassen werden (beispielsweise Anpassung der Handelsfristen). Dadurch, dass die Förderung leistungsorientiert ist, wird das Einsatzverhalten der EE-Anlagen, im Gegensatz zu einer arbeitsbasierten Förderung (€/MWh), wie sie heute besteht, nicht verzerrt.

Die Direktvermarktung führt außerdem dazu, dass die Marktanreize des EOM in energiewirtschaftlich effizienter Höhe erhalten bleiben, die statische und dynamische Verzerrung der Großhandelsstrompreise, die das heutige EEG verursacht (z. B. die Entstehung negativer Strompreise), wird dadurch reduziert.<sup>21</sup> Die Direktvermarktung verpflichtet die EE weiterhin zur Fahrplanteue. Das bedeutet, dass EE-Anlagen, die am Strommarkt agieren, das Prognoserisiko und eventuell anfallende Kosten für Ausgleichsenergie im day-ahead-Markt zu tragen haben oder ihre geplante Erzeugung anderweitig absichern. Durch die Direktvermarktung entstehen so beispielsweise Anreize, die Prognosegüte zu erhöhen, Flexibilitätspotenziale der EE zu heben oder Reserveverträge abzuschließen.

Durch die Pflicht zur Direktvermarktung ergibt sich ein starker betriebswirtschaftlicher Anreiz, die in der EE-Ausschreibung erworbene Förderung durch eine Maximierung der Erlöse aus dem Strommarkt zu flankieren. Denn erst die Kombination aus Förderung und Markterlösen ermöglicht die Kostendeckung und das Erreichen einer Rendite für die EE-Betreiber. Dadurch

---

<sup>21</sup> Ziel muss es aus Effizienzgründen sein, dass alle Erzeuger im Strommarkt (Konventionelle und EE) ihre Produktion an den Preissignalen des grenzkostenbasierten EOM ausrichten und nur dann Strom erzeugen, wenn sie die dafür entstehenden variablen Erzeugungskosten aus den Stromerlösen decken können. Eine solche strikt grenzkostenbasierte Anreizstruktur stellt sicher, dass immer die günstigsten Kraftwerke eingesetzt werden. Die heute bestehende arbeitsbasierte Förderung der EE-Erzeugung (€/MWh) - im Gegensatz zur vorgeschlagenen Förderung der EE-Leistung (€/MW) - führt jedoch dazu, dass EE-Anlagen am Strommarkt auch zu negativen Preisen Strom anbieten, da sie die Förderung für ihr Bietverhalten antizipieren. Dies stellt eine Verzerrung des Gebotsverhaltens dar und ist ineffizient. Die Umstellung auf eine leistungsorientierte Förderung mit ausschließlicher Direktvermarktung soll diese Ineffizienzen zukünftig vermeiden.

ist sichergestellt, dass die geförderten Anlagen nachhaltig betrieben werden und sie ihre erneuerbar erzeugte Arbeit dem Versorgungssystem zur Verfügung stellen. Regulatorische Auflagen zur Sicherstellung der Betriebsfähigkeit der Anlage bzw. deren Einsatzes sind daher grundsätzlich nicht erforderlich.

Die Prognose, Vermarktung und Absicherung der Markterlöse für EE-Anlagen erfordert energiewirtschaftliches Know how und stellt damit gewisse Anforderungen an die Marktakteure. Aufgrund der Struktur des europäischen Energiemarktes und den Erfahrungen bzgl. der erfolgreich eingeführten Direktvermarktungsoption im EEG 2012 wird jedoch davon ausgegangen, dass diese Anforderungen von den Marktakteuren (Stadtwerken und anderen Energieversorgern, Handelshäusern sowie Akteuren aus der EE-Branche) erfüllt werden können.<sup>22</sup> Auch die erforderliche Bündelung von Kleinanlagen kann so umgesetzt werden. Die Bündelung von EE-Projekten in der Auktion, vor allem aber für die Direktvermarktung stellt damit zukünftig ein wachsendes Geschäftsfeld für Dienstleister mit energiewirtschaftlicher Erfahrung und entsprechendem Know how dar. Hier bestehen Chancen für EVU, insbesondere Stadtwerke, in den sich entwickelnden Wettbewerb um diese Marktrollen (Bündler, Strukturierer, Vermarkter) einzutreten.

### **Wälzung der Förderkosten über den Stromverbrauch**

Durch den vorgeschlagenen EE-Fördermechanismus fallen Förderkosten an, die sich aus den Förderkosten aller in Betrieb befindlichen EE-Anlagen zusammensetzen, die einen Zuschlag in einer Ausschreibung erhalten haben. Zusätzlich dazu sind in der Transformationsphase die Differenzkosten des auslaufenden EEG zu wälzen. Um eine zusätzliche Umlage zu vermeiden, kann die Wälzung der EEG-Kosten für den verbleibenden Zeitraum der nachfolgend vorgeschlagenen Kostenwälzung angepasst werden.

Die EE-Förderkosten sind von der Allgemeinheit der Stromverbraucher zu tragen und werden im vorgeschlagenen Modell durch eine Umlage auf den Stromverbrauch finanziert. An dieser Stelle ist auf den wesentlichen Unterschied zur aktuellen Regelung hinzuweisen: Heute richtet sich die EE-Kostenumlage aufgrund des Eigenstromprivilegs insbesondere nach dem Strombezug aus dem Netz. Im iEMD erfolgt die Umlage auf den Stromverbrauch, also den tatsächlich genutzten Strom, nicht nur den aus dem Netz entnommenen Strom. Dies ist verursachungsgerecht, gelten doch die EE-Ausbauziele (80 Prozent am Bruttostromverbrauch in 2050) auch für den gesamten Stromverbrauch. Bei den geplanten EE-Anteilen am Strommix erscheint eine Befreiung von Direktverbrauchern von der EE-Kostenumlage längerfristig daher nicht mehr gerechtfertigt und auch nicht umsetzbar.

Die Höhe und Entwicklung der Kostenumlage aus der vorgeschlagenen EE-Auktion ist – im Gegensatz zum derzeitigen Modell des EEG – nicht abhängig von der jährlich schwankenden Erzeugungsmenge der EE, sondern alleine von der geförderten installierten Leistung und damit besser und länger im Voraus planbar. Durch die vorgeschlagene Ausgestaltung werden außerdem sinnvolle und gleichmäßige Anreize für Stromeffizienzmaßnahmen geschaffen, die durch die Kostenwälzung über den Stromverbrauch entstehen.

---

<sup>22</sup> So hat sich für die Umsetzung der Direktvermarktung nach Marktprämienmodell innerhalb kurzer Zeit eine Vielzahl von Marktakteuren positioniert, welche die gesamte Abwicklung sowohl für das eigene Portfolio als auch als Dienstleistung für Dritte anbieten. Hierdurch ist die Marktintegration auch kleinerer Portfolios und von Einzelanlagen innerhalb kurzer Zeit realisiert worden und es entstand auch auf Seiten der Bündler/Vermarkter ein Wettbewerb.

### 3.4 Europäischer Emissionshandel

Ziel des Emissionshandels ist es, über die Kostenwirkung auf die Emittenten, die Emission klimaschädlicher Gase auf eine regulatorisch festgelegte Emissionsmenge („Cap“) zu begrenzen. Hierfür besteht ein europaweiter Marktplatz für Emissionsrechte, der in seiner Grundstruktur für eine kosteneffiziente Vermeidung von Emissionen sorgt. Die zur Emission von CO<sub>2</sub> notwendigen Emissionsrechte stellen für die fossile Erzeugung – analog z. B. zum Brennstoff – einen Produktionsfaktor dar. Mit einem Zertifikatesystem wie dem EU-ETS werden Emissionsvermeidungsmaßnahmen grundsätzlich nach ihren Grenzkosten realisiert, d. h. die günstigsten Vermeidungsmaßnahmen werden zuerst umgesetzt. Dies ist kosteneffizient.

Der EU-ETS, als ein potenziell effizienter Mechanismus zur EU-weiten Koordination der CO<sub>2</sub>-Vermeidung, steht vor dem Hintergrund der europäischen Rahmgebung nicht zur Disposition. Er bleibt im iEMD vollumfänglich erhalten und sollte durch geeignete politische Maßnahmen gestärkt werden. Im Fall, dass sich am EU-ETS zukünftig höhere Preise einstellen, beschleunigt der EU-ETS außerdem die Marktintegration der EE in den Strommarkt: Er führt zu einer Verteuerung fossiler Produktion und reduziert damit die Differenzkosten der EE im Strommarkt. Damit kann der EU-ETS auch als ein Instrument für die Marktintegration der EE verstanden und genutzt werden.

Zentral in diesem Zusammenhang ist eine Abstimmung des nationalen EE-Ausbaus und der europäischen Emissionsreduktionsvorgaben. Erfolgt ein höherer EE-Ausbau als in den Reduktionsplanungen antizipiert, so wirkt dies dämpfend auf die CO<sub>2</sub>-Preise. Dies führt dazu, dass tendenziell kostengünstige CO<sub>2</sub>-Vermeidungspotenziale, insbesondere im Bereich der konventionellen Stromerzeugung, nicht erschlossen werden können. Ein mengenbasierter EE-Fördermechanismus bietet das Potenzial einer längerfristig funktionsfähigen Koordination des Mengengerüsts des ETS und der EE-Förderung.

Die grundsätzliche Funktionsfähigkeit und Effizienz des EU-ETS wird durch die aktuelle Diskussion um eine Mengenanpassung der Emissionsgrenzen im Zuge der Stilllegung von Zertifikaten („set-aside“) bzw. einer zeitlich beschränkten Verknappung während der Handelsperiode („back-loading“) nicht in Frage gestellt. Der EU-ETS wird damit als Element des zukünftigen Energiemarktdesigns erhalten. Er sollte perspektivisch gestärkt werden, z. B. durch die Integration mit weiteren Emissionshandelssystemen. Es sollte darüber hinaus sichergestellt werden, dass die Kostenwirkung des EU-ETS keine systematischen Nachteile für die vom EU-ETS umfasste Wärmerzeugung in KWK-Anlagen gegenüber der Wärmerzeugung in kleineren Einheiten (die nicht dem Emissionshandel unterliegen) verursacht.

### 3.5 KWK-Förderung

Die Bundesregierung hat sich das Ziel gegeben, bis zum Jahr 2020 den Anteil der Stromerzeugung aus Kraft-Wärme-Kopplung auf 25 Prozent auszubauen. Unter dem Gesichtspunkt der Emissionsreduktion und der effizienten Verwendung fossiler Brennstoffe ist dieses Ziel sinnvoll und sollte weiter verfolgt werden. Parallel zum angestrebten KWK-Ausbau erfolgt ein massiver Zubau von EE. Die Verdrängung konventioneller Erzeugung durch EE-Einspeisung trifft daher auch die KWK-Erzeugung und führt hier zu abnehmenden Stromerlösen.

Erschwerend kommt hinzu, dass KWK-Anlagen nur im Rahmen ihres Wärmeabsatzes auf Preissignale aus dem Strommarkt reagieren können. Von sehr niedrigen oder negativen Strompreisen in den Zeiten starker EE-Einspeisung sind KWK-Anlagen daher besonders negativ betroffen, während sie bei attraktiven Strompreisen ggf. durch die Wärmeabsatzseite in ihrer Stromproduktion limitiert werden. Das bedeutet in der Konsequenz, dass das KWK-Flexibilisierungspotenzial gehoben werden sollte. Eine weitgehende Entkoppelung von Wärme- und Stromproduktion kann technisch über Wärmespeicher realisiert werden, gleiches gilt für die Nutzung von Kältespeichern. Diese Speicher stellen einen energiewirtschaftlichen Mehrwert dar, indem sie den Flexibilitätsbedarf im System reduzieren. Eine Umsetzung des KWK-Flexibilisierungspotenzials ist daher zielführend.

KWK-Anlagen dienen der Vorhaltung gesicherter Leistung, denn sie haben grundsätzlich eine hohe Verfügbarkeit. Ein KWK-Ausbau verbessert somit auch das Niveau an gesicherter Leistung. KWK-Anlagen können und sollten daher am Leistungsmarkt teilnehmen. Trotzdem ist eine zusätzliche KWK-Förderung auch in Zukunft notwendig, soll der heutige KWK-Anteil erhalten und mittelfristig ausgebaut werden. Dies ist mindestens bis zum Erreichen der KWK-Ziele notwendig, die grundsätzlich durch GuD und Biomasseanlagen erreichbar sind (vgl. Abschnitt 2.2).

### 3.6 Technologieförderung

Neben den Technologien, die durch die möglichst marktlich ausgestalteten Elemente des iEMD angereizt oder über die beschriebenen EE- oder KWK-Mechanismen gefördert werden, befinden sich viele Technologieoptionen noch in der Entwicklungsphase. Sie könnten zukünftig einen wichtigen Beitrag zur Zielerreichung leisten, sind jedoch momentan und auch auf absehbare Zeit nicht wirtschaftlich.

Die technische Entwicklung dieser Optionen, die Finanzierung der notwendigen Größenskalierung und später die Heranführung an die Märkte kann durch eine separate Technologieförderung unterstützt werden. Das iEMD kann um entsprechende Förder- und Marktanreizprogramme ergänzt werden, ohne das Gesamtsystem in Frage zu stellen. Dies macht u. a. im Bereich der Speichertechnologien Sinn, die bei entsprechenden Kostendegressionen einen wertvollen Beitrag in einem Energiesystem mit hohen EE-Anteilen leisten können.

### 3.7 Kosten- und Erlösregulierung der Netze

#### **Kernaussagen**

Im Höchst- und demnächst auch im Hochspannungsnetz sind ausreichende Mechanismen vorhanden, um Investitionen in den erforderlichen Um- und Ausbau der Netze zu finanzieren.

Im vorgeschlagenen iEMD werden auch im Mittel- und Niederspannungsnetz Investitionen und Innovationen angereizt, indem Cluster effizienter Maßnahmen definiert werden, deren Kosten im Rahmen der Anreizregulierung anerkannt werden.

Durch die gleichzeitige Definition der Kriterien, die diese Maßnahmen erfüllen müssen, kann die Genehmigung aufwandsarm beantragt werden. Die Erheblichkeitsschwelle entfällt, weil sie implizit in den Kriterien enthalten ist.

Der Netzum- und -ausbau reduziert den erforderlichen Redispatch, dessen Kosten auf die Netzentgelte umgelegt werden. Da der Redispatch deutlich teurer ist als der Netzausbau, führt der Netzausbau in Summe zu sinkenden Netzentgelten.

#### **Aktuelle Situation**

Der Umbau des Energiesystems darf durch die Rahmenbedingungen in Bezug auf Investitionen innerhalb der Regulierung nicht gefährdet sein oder werden. Die Regulierungsbedingungen sollten so ausgestaltet sein, dass Anreize zu Investitionen gegeben werden. Aufgrund der Langfristigkeit der erforderlichen Investitionen und des damit verbundenen Kapitalbedarfs sind sichere und verlässliche Rahmenbedingungen erforderlich, um ein für Investitionen freundlicheres Klima zu erhalten. Die administrativen Anforderungen sollen zudem für alle Beteiligten (Regulierungsbehörden und Netzbetreiber) leistbar sein.

Bezüglich einer konkreten Ausgestaltung der Bedingungen ist es sehr wichtig, dass die Refinanzierungssicherheit im Vorfeld der Investition in ausreichendem Maße vorhersehbar sein muss, damit Investitionen erfolgen können und der Ausbau EE nicht behindert wird. Der Zusammenhang zwischen Kostenanfall und Erlösen muss sichergestellt sein. Die genannten Investitionen betreffen zum einen innovative Flexibilisierungsmaßnahmen in den Verteilnetzen und zum anderen die Maßnahmen zur Steuerung von Erzeugern und notfalls auch Verbrauchern in Situationen mit Netzengpässen. In beiden Fällen sollten dezentrale selbstregelnde Lösungen bevorzugt werden, weil sie den Betriebsaufwand klein halten und zur Robustheit des Systems beitragen. Beispiele für solche Maßnahmen sind die auch in diesem Gutachten unterstellten Flexibilitätsoptionen:

- Optimierte Blindleistungsbereitstellung durch die Einspeiser
- Einsatz regelbarer Ortsnetztransformatoren
- Automatische Abregelungen von Einspeisern

Darüber hinaus müssen die Netzbetreiber die Situation in ihrem Netz beobachten und in Engpasssituationen auch steuernd eingreifen können. Hierzu sind geeignete Mess- und Steuereinrichtungen aufzubauen, was z. B. in Form von Smart Metern erfolgen kann.

Diese Infrastruktur könnte auch anderen Marktteilnehmern gegen Entgelt zur Verfügung gestellt werden, die darüber beispielsweise realisieren:

- Lastverlagerungspotenziale (Demand-Side-Management)
- Zusammenfassen einer Vielzahl von dezentralen Erzeugern zu „virtuellen Kraftwerken“
- Nutzung verschiedenster Speichermöglichkeiten – wie beispielsweise Kühlhäuser oder Elektrofahrzeuge – als „virtuelle Stromspeicher“
- Bessere Koordination von Erzeugung und Verbrauch

Unterstellt man einen vollständigen Ausbau der IKT, so würden sich nach einer Studie von DNV KEMA Energy & Sustainability im Auftrag des VKU bis 2030 Kosten für diesen Ausbau von mindestens sieben Milliarden Euro ergeben.<sup>23</sup>

### **Vorschläge für die Weiterentwicklung der Anreizregulierung**

Grundsätzlich soll der Mechanismus der Anreizregulierung als erprobtes Element des Marktdesigns erhalten bleiben. Allerdings müssen die beschriebenen Nachteile beseitigt werden, damit insbesondere in den Verteilnetzen die für die Energiewende erforderlichen Investitionen in den Netzum- und Netzausbau erfolgen können.

Mit den Investitionsmaßnahmen wurden Lösungen für die Sicherung der Refinanzierung von Investitionen bereits für die Höchstspannungsnetze umgesetzt. Gegenwärtig wird eine Ausweitung auf die Hochspannungsnetze diskutiert. Diese Maßnahmen sind allerdings für die Anwendung in den Mittel- und Niederspannungsnetzen nur eingeschränkt tauglich. Der hohe administrative Aufwand für die Beantragung der Investitionsmaßnahmen (genaue technische Beschreibung, Begründung der Erforderlichkeit etc.) ist weder für die Verteilnetzbetreiber noch für die Regulierungsbehörde tragbar. Zusätzlich würde die heute verwendete Erheblichkeitsschwelle dazu führen, dass regional oder gar nur lokal (wie z. B. ein regelbarer Ortsnetztransformator) erforderliche Investitionen nicht erfasst werden und damit auch nicht vorgenommen werden, obwohl sie für die Aufnahme der dezentralen Erneuerbaren Erzeugung erforderlich sind. Gleiches gilt für die Investition in intelligente Netze, die die Beobachtung der aktuellen Lastflusssituation erlauben und steuernde Eingriffe ermöglichen, wenn kritische Zustände erreicht werden. Solche Investitionen werden ebenfalls Schritt für Schritt erfolgen und würden somit unter die Erheblichkeitsschwelle fallen.

Mit einer entsprechenden Weiterentwicklung können die Investitionsmaßnahmen auch im Bereich der Mittel- und Niederspannungsnetze sinnvoll angewendet werden. Für den Ausbau der Mittel- und Niederspannungsnetzen ist eine Vielzahl von Einzelmaßnahmen erforderlich. Hier sind vorrangig regelbare Ortsnetztransformatoren, Mess- und Steuereinrichtungen und Netzverstärkungen zu nennen. Damit diese Vielzahl von Maßnahmen im Rahmen der Regulierung handhabbar wird, muss der administrative Aufwand reduziert werden. Eine Anpassungsoption besteht darin, Maßnahmencluster zu definieren, bei denen Beantragung und Genehmigung ein formaler Prozess ist, wenn bestimmte Kriterien erfüllt sind. Solche Cluster können z. B. regelbare Ortsnetztransformatoren einer bestimmten Baugröße sein; die zugehörigen Kriterien können analog zum Erweiterungsfaktor bestimmte Netzkennzahlen sein. Die sinnvolle konkrete Ausgestaltung der Maßnahmencluster und der zugehörigen Voraussetzungen muss in weiteren Untersuchungen erarbeitet werden.

---

<sup>23</sup> DNV KEMA Energy & Sustainability, 2012

Die Maßnahmencluster sollten ergänzend zu den bisher bekannten Regulierungsinstrumenten (inkl. Erweiterungsfaktor für „klassische“ Netzerweiterungen) eingeführt werden. Die notwendige Abgrenzung der Investitionsanlässe sowie die Abgrenzung von Ersatz- und Umbau- bzw. Erweiterungsinvestitionen birgt ein erhebliches Konfliktpotenzial. Das Instrument des Maßnahmenclusters muss daher im Detail sehr sorgfältig ausgestaltet werden, was insbesondere für die Trennschärfe der Kriterien gilt, nach denen eine Maßnahme in das Maßnahmencluster fällt. Hierbei ist insbesondere zu prüfen, in wieweit eine Abgrenzbarkeit von Ersatzinvestitionen und Umbau- bzw. Erweiterungsinvestitionen gemäß des Maßnahmenclusters mit vertretbarem Aufwand und ausreichender Genauigkeit möglich ist. Sollte sich im Zuge der Ausgestaltung der Maßnahmencluster herausstellen, dass diese Abgrenzbarkeit nicht zufriedenstellend erreichbar ist, sind andere regulatorische Instrumente erneut zu prüfen.

Zusätzlich ist auch die Erheblichkeitsschwelle anzupassen. Im Vergleich zu den Gesamtkosten des Netzes übersteigt die Summe der erforderlichen Investitionsmaßnahmen die heutige Erheblichkeitsschwelle zwar deutlich, aber für eine einzelne Maßnahme gilt dies bei weitem nicht. Deshalb schlagen die Gutachter vor, die Erheblichkeitsschwelle als eigenständiges Kriterium für Mittel- und Niederspannungsnetze fallen zu lassen, weil sie implizit in den Kriterien eines genehmigungsfähigen Maßnahmencluster berücksichtigt sind.

Für sinnvolle und effiziente Investitionen, wie sie über die Maßnahmencluster definiert werden, sind weitere Punkte zu beachten:

- Aus einer solchen Investition entstehen erhöhte Betriebsaufwendungen, die über eine entsprechende zusätzliche Betriebskostenpauschale berücksichtigt werden müssen. Diese Pauschale sollte zusammen mit den Clustern definiert und genehmigt werden.
- Nach der Investition können die Kapitalkosten nicht mehr beeinflusst werden. Deshalb sollte für diesen Kostenanteil kein Absenken der Erlösobergrenze erfolgen; dies ist sachgerecht, weil für eine energiewirtschaftlich rationale Maßnahme keine Effizienz- bzw. Produktivitätssteigerung mehr möglich ist.
- Damit die erforderlichen Investitionen möglichst rasch getätigt werden, sollten sie bereits im Jahr der Investition erlöswirksam werden. Dazu können sie über Plankosten berücksichtigt werden. Nach erfolgter Investition, spätestens jedoch bei der nächsten Kostenprüfung werden die Plankosten mit den Ist-Kosten verglichen; eine eventuelle Differenz kann über das Regulierungskonto ausgeglichen werden. Sollte der Ansatz von Plankosten mit nachträglichem Ist-Kostenabgleich zu hohe Transaktionskosten verursachen bzw. zu aufwändig sein, so ist auch eine Abrechnung auf Ist-Kostenbasis möglich wenn sichergestellt wird, dass die sich aus dem zwangsläufig entstehenden Zeitverzug ergebenden wirtschaftlichen Zinseffekte nachträglich (z. B. über das Regulierungskonto) ausgeglichen werden.

Der beschriebene Vorschlag stellt sicher, dass die heutigen Regulierungsmechanismen weitgehend beibehalten werden können und keine fundamentale Anpassung erfolgen muss, gleichzeitig jedoch hinreichende Anreize zur Umsetzung der erforderlichen Investitionen bestehen. Die beschriebenen Veränderungen der Berücksichtigung von Investitionen bei der Ermittlung der Erlösobergrenze gelten nur für Maßnahmen, die in die jeweiligen Maßnahmencluster fallen. Alle anderen Kostenbestandteile fließen über die bekannten Mechanismen der Anreizregulierung in die Erlösobergrenze ein. Damit wirkt die Einführung der Investitionscluster wie eine Mischung von der bisherigen Anreizregulierung und einer vollständigen Vergütung aller Kapitalkosten.

## **Übergang aus dem Status quo**

Da die Energiewende und der Ausbau der Erneuerbaren Energien in vielen Netzen bereits heute Netzausbau und Investitionen in erheblichem Umfang verursacht haben, ist bei den betroffenen Netzbetreibern die Deckung der Kapitalkosten oftmals nicht gegeben. Dennoch müssen sie infolge des Ausbaus der Erneuerbaren weiter in den Netzausbau investieren.

Deshalb sollte die Lücke zwischen dem um- und ausbaubedingten Anstieg der Netzkosten und der Erlösbergrenze kurzfristig geschlossen werden. Dazu schlagen die Gutachter die Definition von Maßnahmenclustern vor; jede Investition, welche die Kriterien eines Clusters erfüllt, wird als effizient anerkannt, so dass die Kosten unmittelbar in die Erlösbergrenzen einfließen. Diese Weiterentwicklung der Anreizregulierung sollte mit hoher Priorität vorangetrieben werden.

Der vorgeschlagene Mechanismus wird auf alle neuen Investitionen angewendet. Eine weitere Übergangsregelung erscheint aus Sicht der Gutachter nicht erforderlich. Allerdings sollte für Netzbetreiber, die bereits in den Um- und Ausbau der Netze investiert haben, die Möglichkeit bestehen, auch nachträglich in die entsprechenden Cluster aufgenommen zu werden, wenn die Investitionen die Kriterien erfüllen. In diesem Fall würden die noch wirkenden Kapitalkosten bei der Ermittlung der Erlösbergrenze berücksichtigt.

## **Netzentgeltsystematik**

Die Investitions- und Betriebskosten der Netzbetreiber können im Rahmen der Anreizregulierung nach definierten Regeln auf die Netznutzer umgelegt werden. Für ein vollständiges Design des Energiemarktes müsste auch diese Systematik beleuchtet werden, um zielgerichtete Anreize für die Netznutzer bei der Ansiedlungsentscheidung und im Betrieb zu setzen.

Allerdings ist der Netzausbau die kostengünstigste Option zur Aufnahme der Erneuerbaren, so dass die Netzentgelte allenfalls eine relativ schwache Wirkung auf die Investitionsentscheidung haben dürfen. Demgegenüber beeinflussen die Standortbedingungen (Dargebot an Erneuerbaren, Transportkosten für Brennstoffe etc.) und die neu gestalteten wettbewerblichen Marktdesignelemente (insbesondere die ggf. regional ausgeprägten Auktionen der Erneuerbaren Erzeugung) die Ansiedlungsentscheidung der Erzeuger stark. Vor diesem Hintergrund sollte zunächst beobachtet werden, welche Wirkung das neue Marktdesign auf die Allokationsentscheidung der Netznutzer hat. Mit diesen Erkenntnissen kann dann die Netzentgeltsystematik zu einem späteren Zeitpunkt weiterentwickelt werden.

## 4 Umsetzung des integrierten Energiemarktdesigns

Nachfolgend wird dargestellt, wie die beschriebenen Marktdesignelemente zusammenwirken und als Gesamtheit ein integriertes Energiemarktdesign bilden. Es wird weiterhin dargestellt, wie die Einführung des iEMD in zeitlichen Phasen organisiert werden kann und welche Schritte kurz- bis mittelfristig dafür notwendig sind.

### 4.1 Zusammenwirken der einzelnen Marktdesignelemente

Die nachfolgende Abbildung beschreibt anhand einer Übersicht der Wertschöpfungskette (von links nach rechts beginnend mit der Energieumwandlung) die zentralen Elemente des vorgeschlagenen Energiemarktdesigns und verdeutlicht damit auch die integrierte Wirkung des Marktdesigns auf die Entscheidungen der Marktakteure.

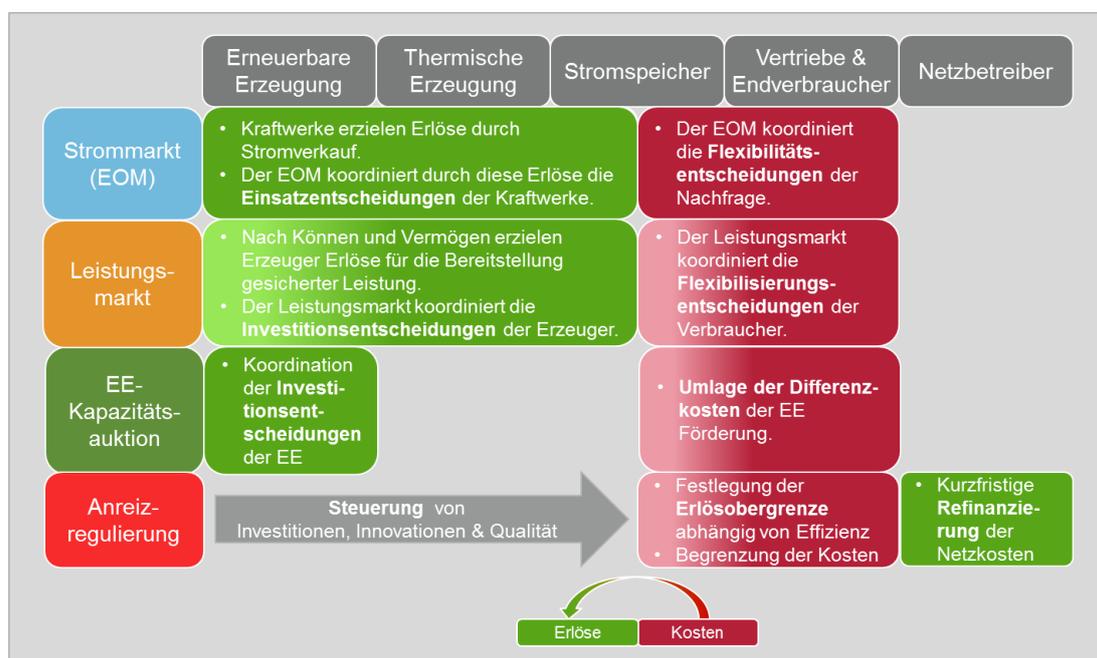


Abbildung 11: Vereinfachende Übersicht der zentralen zukünftigen Transfermechanismen (CO<sub>2</sub>-Markt wirkt integriert über den Strommarkt, ohne Systemdienstleistungsmärkte) und ihrer Koordinationsaufgaben

Die dargestellten Marktdesignelemente des iEMD sind jeweils so konzipiert, dass sie ihre Koordinationsaufgabe zielgerichtet und effektiv erreichen. Sie sind in dem Sinne integriert, dass sie die Marktakteure der gesamten energiewirtschaftlichen Wertschöpfungskette gleichberechtigt einbeziehen („horizontale Marktintegration“ Abbildung 11). Dies gilt für den Strommarkt und den Leistungsmarkt, die umfassend alle beteiligten Akteure als Anbieter oder Nachfrager adressieren. In diesen Segmenten sind alle Technologien des Marktes, regenerative und konventionelle Erzeugung, Speicher, Verbraucher sowie sinnvolle Kombinationen verursachungsgerecht einbezogen.

Die Kombination verschiedener fokussierter Mechanismen ermöglicht eine höhere Effizienz in der Zielerfüllung hinsichtlich der Koordinationsaufgabe sowie Transparenz und eine gute Steuerbarkeit. Die EE-Auktion fokussiert sich auf die regenerative Stromerzeugung. Dies ergibt sich aus der Notwendigkeit, den Ausbau der EE vor Erreichen der Marktparität, im politisch und gesellschaftlich gewünschten Umfang sicher zu stellen. Bei Erreichen der Marktparität wird auch hier eine vollständige Marktintegration umgesetzt.

Die Anreize der Marktdesignelemente wirken integriert auf die Marktakteure. Die Marktakteure wägen aus ihrer spezifischen Marktsituation heraus zwischen den verschiedenen Erlös- und Kostenpositionen des Marktdesigns ab und treffen aus ihrem betriebswirtschaftlichen Kalkül heraus Entscheidungen. Die Anreizwirkungen der Mechanismen sind dabei so konzipiert, dass sie energiewirtschaftlich effiziente Anreizstrukturen für die betriebswirtschaftlichen Entscheidungen der Marktakteure bereitstellen.

#### 4.2 Zeitschiene für die Einführung des iEMD

Das im Fokus des vorliegenden Gutachtens stehende Energiemarktdesign beschreibt ein integriertes und effizientes Zielmarktdesign mit einer sehr langfristigen Perspektive (Zieljahr 2050). Der Übergang aus dem Status Quo in das vorgeschlagene zukunftsfähige Energiemarktdesign muss daher langfristig geplant und instrumentiert werden. Vor dem Hintergrund der langfristigen Investitionszyklen der Energiemärkte muss während der Transformationsphase das richtige Maß aus notwendiger Veränderung einerseits und Wiederherstellung von Planungssicherheit sowie politischer Verlässlichkeit andererseits gefunden werden. Eine wesentliche Prämisse für die Transformation des EMD sollte darüber hinaus die **Gewährleistung des Vertrauensschutzes** sein, d. h. dass Investoren auf den Bestand der zum Zeitpunkt ihrer Investitionsentscheidung bestehenden Rechtsordnung vertrauen können.

Wie einführend bereits erläutert, wird unter den Rahmenannahmen des iEMD-Vorschlags davon ausgegangen, dass der Ausbau der regenerativen Stromerzeugung weiter vorangetrieben wird. Dabei wird von einem starken Ausbau der EE insbesondere bis zum Beginn der 2030er Jahre ausgegangen. In diesem Zeitraum konzentrieren sich daher die Auswirkungen durch den Ausbau der EE auf die verschiedenen Märkte, insbesondere den Strommarkt. Der Ausbau der EE führt in der Transformationsphase zu massivem Anpassungsdruck im konventionellen Kraftwerksbereich, resultierend insbesondere in einem hohen Investitionsbedarf (vgl. Seite 9 ff.), dieser wird noch verstärkt durch den Ausstieg aus der energetischen Nutzung der Kernenergie. Gleichzeitig erreichen zentrale EE-Technologien die Marktparität und die Förderung der EE kann deutlich reduziert werden (vgl. Seite 9 ff.). Im Anschluss verlangsamt sich der Zubau der EE deutlich und die Märkte können sich auf einem neuen Niveau stabilisieren. Unter diesen Annahmen fokussiert sich die Transformationsphase des Marktdesigns insbesondere auf den Zeitraum bis 2030.

Die nachfolgende Abbildung verdeutlicht die zentralen Phasen des energiewirtschaftlichen Transformationsprozesses hin zum Ziel des in diesem Gutachten beschriebenen iEMD. Die dargestellten Zeitabschnitte sind schematisch, nicht maßstäblich zu verstehen. Die Abbildung gliedert sich in drei Zeitabschnitte:

1. Der **Status quo** mit den bekannten Elementen, die seit der Liberalisierung des Strommarktes (EOM), der EE-Förderung (EEG), dem Emissionshandel (EU-ETS) und der Anreizregulierung eingeführt wurden.
2. Die **Transformationsphase**, die von grundlegenden Veränderungen geprägt ist und mit dem heutigen EMD nicht zielgerichtet zu bewältigen sein dürfte. Bestimmte Marktdesignelemente verlieren mit dem Ende der Transformationsphase an Relevanz; mit ihrem Auslaufen endet auch die Transformationsphase.
3. Das **Zielsystem**, in dem die skizzierten Marktdesignelemente integriert wirken und über ihre Anreize die Zielerreichung sicherstellen.

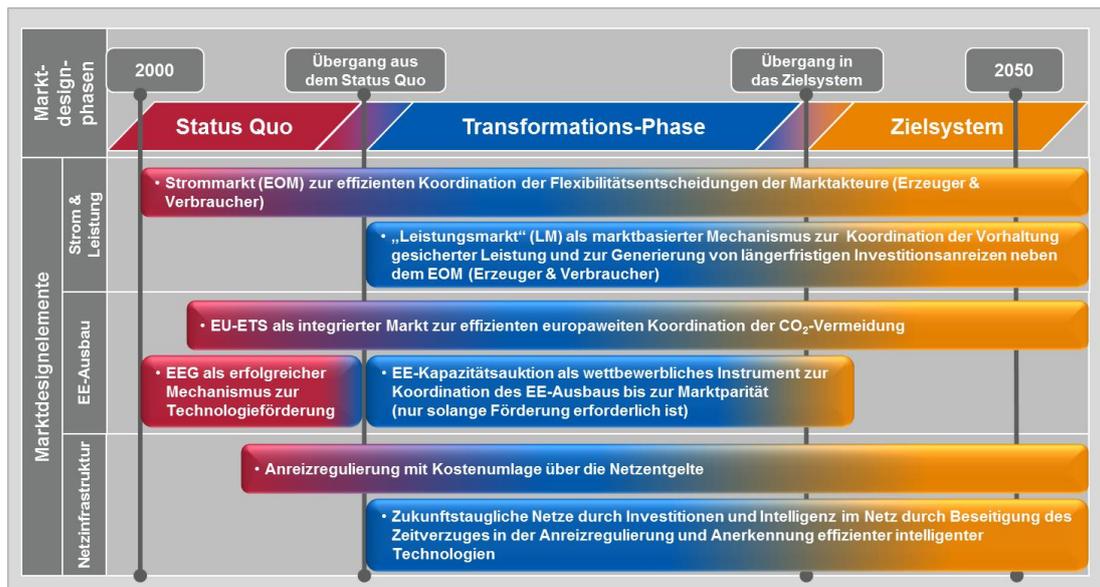


Abbildung 12: Schematische Einteilung des energiewirtschaftlichen Transformationsprozesses in Zeitphasen und Zuordnung der zentralen Marktdesignelemente des iEMD zu den Zeitphasen

Die Überführung des Ist-Marktdesigns hin zum Zielsystem wird in der Transformationsphase instrumentell begleitet. Den Phasen (in den „Spalten“ der obigen Abbildung) werden die zentralen in diesem Gutachten diskutierten Marktdesignelemente zugeordnet. Dabei werden die Marktdesignelemente in drei Gruppen (in den „Zeilen“ der obigen Abbildung) untergliedert. Es handelt sich dabei um die zentralen Marktdesignelemente zur Koordination der Strombereitstellung und Leistungsvorhaltung, des EE-Ausbaus sowie der Bereitstellung von Netzdienstleistungen. Die Abbildung fokussiert sich auf die zentralen Elemente des iEMD, KWK- und ggf. Technologieförderung sind darüber hinaus notwendig. Im Folgenden werden die in der Abbildung skizzierten Marktdesignelemente in ihrer Zuordnung zu den Marktdesignphasen kurz erläutert.

**Strom & Leistung:** Seit der Liberalisierung des Strommarktes dient der Energy-Only-Markt als Instrument zur effizienten Koordination der kurzfristigen Entscheidungen über Erzeugung und Verbrauch von Strom. In dieser Funktion bleibt der Strommarkt bis in das Zielsystem hinein erhalten. Es ist jedoch absehbar, dass der EOM in Hinsicht auf die Generierung von Investitionssignalen ergänzt werden muss. Dazu wird der EOM in der Transformationsphase bis in das Zielsystem hinein durch einen Leistungsmarkt flankiert. Dabei handelt es sich um einen Markt, der das Produkt „gesicherte Leistung“ zwischen den Verursachern der Leistungsvorhaltung und den Anbietern gesicherter Leistung als Commodity handelbar und bewertbar macht.

**EE-Ausbau:** Im Ist-System wird seit dem Jahr 2000 der EE-Ausbau insbesondere durch den preisbasierten Fördermechanismus des EEG angereizt. Das EEG als ein erfolgreicher Mechanismus zur Technologieförderung weist jedoch Defizite in Hinsicht auf die Marktintegration der EE und die Ausbausteuerung auf. Diese Defizite gilt es im Hinblick auf den weiter zunehmenden Anteil EE im Energiesystem zu beseitigen. Das EEG wird in der Transformationsphase durch die EE-Kapazitätsauktion als ein wettbewerbliches Instrument zur Koordination des EE-Ausbaus abgelöst. Der Mechanismus ermöglicht ein Maximum an Marktintegration der geförderten EE-Projekte sowie eine gute Steuerbarkeit des Zubaus. Mit dem Erreichen der Marktparität der Erneuerbaren Energien, läuft der Fördermechanismus technologieabhängig aus.

**Emissionshandel:** Der EU-ETS hat trotz der im aktuellen Marktumfeld niedrigen CO<sub>2</sub>-Preissignale das Potenzial, als integrierter Markt die effiziente europaweite Koordination der CO<sub>2</sub>-Vermeidung sicherzustellen. Dies wird durch die derzeit diskutierten Anpassungen („set-aside“ bzw. „back-loading“), die in der Transformationsphase umgesetzt werden könnten, unterstützt. Mit dem perspektivischen Erreichen der Marktparität der EE kann der EU-ETS diese Koordinationsaufgabe auch auf den Ausbau der EE als ein zentrales Instrument der Emissionsvermeidung ausweiten.

**Netzregulierung:** Energienetze sind ein natürliches Monopol, sie unterliegen daher im aktuellen Marktdesign einer Anreizregulierung durch den Staat mit Kostenumlage über die Netznutzungsentgelte. Die Anreizregulierung wird als Instrument der Kostenkontrolle in das Zielsystem überführt. Für eine erfolgreiche Umsetzung der Energiewende ist ein massiver Ausbau der Verteil- und Übertragungsnetze erforderlich. Die heutige Gestaltung des Regulierungsregimes für Verteilnetzbetreiber steht dem aber entgegen. Der Zeitverzug zwischen Investition und Anpassung der Erlösobergrenzen hemmt Investitionen in diese Netzebenen. Dieser Zeitverzug ist daher zeitnah aufzuheben. Darüber hinaus sind effiziente zukunftstaugliche Technologien im Rahmen der Regulierung anzuerkennen. Im Rahmen der Weiterentwicklung des Energiemarktes wird es absehbar auch notwendig werden, die heutige Netzentgeltsystematik zu überprüfen und anzupassen, da diese für das bisherige Marktdesign entwickelt wurde. Aber zunächst sollte beobachtet und analysiert werden, welche Wirkung das neue Marktdesign auf die Allokationsentscheidung der Netznutzer hat, um auf Basis dieser Erkenntnis die Netzentgeltsystematik weiterzuentwickeln.

**Weitere Mechanismen:** Ergänzend zu den dargestellten Mechanismen ist zur Erreichung der politischen Ziele weiterhin eine KWK-Förderung notwendig. Darüber hinaus kann ggf. eine ergänzende Technologieförderung (z. B. für Speichertechnologien) sinnvoll sein.

#### 4.3 Zeitnahe Schritte für den Übergang aus dem Status quo in das iEMD

Zusätzlich zu dieser schematischen Angabe in Marktdesignphasen ist eine detaillierte instrumentelle Ausgestaltung der Übergänge zwischen den Marktdesignelementen notwendig. Diese Ausgestaltung ist jedoch nicht Schwerpunkt des Gutachtens und muss in weiteren Untersuchungen detaillierter betrachtet werden. Dennoch sollen im Folgenden Eckpunkte der Ausgestaltung des Überganges aus dem Status Quo beschrieben werden.

Die Marktakteure müssen in der Transformationsphase insbesondere darauf vertrauen können, dass anzupassende Rahmenbedingungen – welche die Basis für Investitionsentscheidungen darstellen – geordnet umgestellt werden. Dies sicherzustellen ist Aufgabe des Staates, der die Ausgestaltung des zukünftigen Energiemarktdesigns und vor allem auch die Geschwindigkeit der Transformation gestaltet. Hierfür steht ausreichend Zeit zur Verfügung, allerdings müssen die notwendigen Weichen frühzeitig gestellt werden. Nur so kann verhindert werden, dass die Marktakteure heute Entscheidungen treffen, die sich langfristig unter anderen Rahmenbedingungen als „stranded investment“ herausstellen. Dies ist auch nicht im Interesse der Gesellschaft, denn es mindert direkt die Fähigkeit der Marktakteure zur Umsetzung der notwendigen umfangreichen Investitionen und behindert deshalb den gewünschten Umbau des Energiesystems.

Der nachfolgende Abschnitt beschreibt zusammenfassend, welche Schritte absehbar in den kommenden Jahren zu tun sind, wenn das vorgeschlagene integrierte Energiemarktdesign umgesetzt werden soll. Bezugnehmend auf die vorangestellte Abbildung beziehen sich die nachfolgenden Ausführungen insbesondere auf den Übergang aus dem Ist-System in die Transformationsphase (mittelfristige Sicht) und diskutieren Fragen, die sich bei der Umstellung des heute bestehenden EMD auf das vorgeschlagene iEMD stellen.

### 4.3.1 Strom- und Leistungsmarkt

Wie die Ausführungen unter Abschnitt 2 zeigen, besteht Bedarf an zusätzlicher gesicherter Leistung spätestens ab Anfang/Mitte der 2020er Jahre mit Außerbetriebnahme der letzten Kernkraftwerke. Analysen zeigen jedoch, dass im aktuellen Marktdesign ein substanzieller Anteil des Kraftwerksbestandes heute und auch absehbar nicht wirtschaftlich ist. Sollten die betroffenen Kraftwerke deshalb frühzeitiger stillgelegt werden, so kann sich die Kapazitätssituation bereits deutlich frühzeitiger verknappen. Es wird ein zeitlicher Vorlauf für die Schaffung der notwendigen gesetzlichen Rahmenbedingungen, die institutionelle Ausgestaltung und die Etablierung der Prozesse benötigt. Hier wird ein Zeitraum von einigen Jahren notwendig sein. Die Einführung eines Leistungsmarktes muss daher in den nächsten 3 bis 5 Jahren erfolgen, um spätestens Anfang der 2020er Jahre mit einem eingeschwungenen System den neuen Anforderungen begegnen zu können.

Aufgrund des zeitlich dringenden Handlungsbedarfs könnte es sinnvoll sein, die Transformationsphase hin zum iEMD mit spezifischen Kapazitätsmechanismen zu flankieren. Dies insbesondere auch unter Berücksichtigung der primär regional ausgeprägten Erzeugungsengpässe im Zeitraum bis 2020. Hierfür wird insbesondere die Einführung einer mittelfristig wirksamen Kraftwerksreserve vorbereitet. Eine solche Kraftwerksreserve ließe sich nach Einführung des iEMD in das vorgeschlagene Marktdesign integrieren. So können die kontrahierten Reservekraftwerke in die als Teil des iEMD geführte Sicherheitsreserve überführt werden. Der vorgeschlagene Leistungsmarkt kann darüber hinaus bei Bedarf durch „Market-Maker“ mit zusätzlicher Liquidität versehen werden.

### 4.3.2 Europäischer Emissionshandel

Der europäische Emissionshandel wird als Bestandteil in den vorgeschlagenen integrierten EMD übernommen und bleibt damit in seiner heutigen Form grundsätzlich erhalten. Die aktuell laufende Diskussion zu einer Reduktion der zugeteilten Emissionsmengen betrifft nicht den grundsätzlichen Marktmechanismus, sondern dessen Kalibrierung. Daher besteht in Bezug auf den Mechanismus an sich kein Umgestaltungsbedarf und es sind keine wesentlichen Meilensteine für den Übergang zu einem neuen EMD zu benennen.

### 4.3.3 EE-Kapazitätsauktion

Bevor die Einführung der vorgeschlagenen EE-Kapazitätsauktion erfolgt, ist eine zentrale Koordinierungsstelle einzurichten. Diese hat die Aufgabe, die Auktions- und Vergütungsregeln festzulegen und zu veröffentlichen. Danach erfolgt die Durchführung der ersten Auktion mit ausreichend zeitlichem Vorlauf vor dem betreffenden Inbetriebnahmejahr. Der zeitliche Vorlauf kann dabei nach Technologien gestaffelt werden (so benötigt PV einen deutlich geringeren zeitlichen Vorlauf als Windenergie). Die Entscheidung über das zukünftige EE-Fördersystem sollte möglichst zeitnah erfolgen, realistisch nach der Bundestagswahl 2013. Nach der ersten Auktion, möglichst bereits im Jahr 2014, erfolgt eine rollierende Auktionierung und Zuteilung von Vergütungsrechten und ggf. ein Nachsteuern zur Sicherstellung der Zielerreichung mit kürzer werdenden Zeiträumen bis zum Inbetriebnahmezeitpunkt.

Das EEG gilt solange weiter, bis die Anlagen aus der ersten Auktion nach dem neuen Fördermechanismus in Betrieb gehen. Für die Einführung des vorgeschlagenen EE Mechanismus ist daher grundsätzlich eine Stichtagsregelung sinnvoll: Ab dem Zeitpunkt der Inbetriebnahme der ersten auktionierten Kapazitäten läuft das EEG aus.

Für die ersten Auktionen könnte dabei eine reduzierte Vorlaufzeit eingeplant werden, da davon ausgegangen werden kann, dass sich bereits hinreichende EE-Kapazitäten in der Projektierung

befinden. Die während des Übergangs auftretenden Opportunitätserwägungen der Investoren (EEG vs. neuer Fördermechanismus) sind erstens zeitlich sehr begrenzt und können zweitens durch flankierende Regelungen im auslaufenden EEG (z. B. Mengendeckel analog heutiger PV-Vergütung) zielgerichtet gesteuert werden.

Es wird empfohlen, den neu einzuführenden Fördermechanismus dauerhaft auszulegen und mit Erreichen der Marktparität der einzelnen Technologien auslaufen zu lassen. Steuernde Eingriffe sollten – wenn notwendig – auf Basis der zu auktionierenden Mengen und ggf. der regionalen Verteilung erfolgen. Eine transparente Veröffentlichung der Ergebnisse der durchgeführten Auktionen und eine regelmäßige Überprüfung der Regelungen und ihrer Wirkungen ist empfehlenswert; dies betrifft z. B. die technologische und regionale Kalibrierung der Auktion (u. a. zur Koordination mit dem Netzausbau), den Umfang und die Höhe der ermittelten Förderung (Kontrolle von potenzieller Marktmacht), die Rollen verschiedener Marktakteure (Wettbewerbsfähigkeit) sowie natürlich die Kontrolle der Zielerreichung. Auch der grundsätzliche Bedarf an Förderung ist im Rahmen des vorgeschlagenen Monitorings zu analysieren, um die Förderung dann zu einem geeigneten Zeitpunkt zu beenden.

Der Grundsatz der Stetigkeit sollte auch für Bestandsanlagen gelten, die unter dem EEG in Betrieb gegangen sind, sie werden von der neu eingeführten EE-Vergütungsregelung nicht rückwirkend erfasst. Langfristig wird das EEG so komplett durch die vorgeschlagene kapazitätsorientierte Vergütung ersetzt.

#### **4.3.4 Kosten- und Erlösregulierung der Netze**

Die Lücke zwischen dem um- und ausbaubedingten Anstieg der Netzkosten und der Erlösobergrenze sollte kurzfristig geschlossen werden. Dazu wird die Definition von Maßnahmenclustern vorgeschlagen. Jede Investition, die die Kriterien eines Clusters erfüllt, wird als effizient anerkannt, so dass die Kosten unmittelbar in die Erlösobergrenzen einfließen. Diese Weiterentwicklung der Anreizregulierung sollte mit hoher Priorität vorangetrieben werden. Der neue Mechanismus wird auf alle neuen Investitionen angewendet. Eine weitere Übergangsregelung erscheint daher nicht erforderlich zu sein.

Da die Maßnahmencluster noch im Detail ausgestaltet werden müssen, ist noch nicht klar, wie hoch der Abwicklungsaufwand sein wird und ob eine zufriedenstellende Abgrenzbarkeit von Ersatz- und Erweiterungs-/Umbauinvestitionen erreicht werden kann. Hier gilt es, handhabbare Lösungen zu finden oder ggf. andere regulatorische Instrumente erneut zu prüfen.

## 5 Handlungsoptionen für kommunale EVU in einem integrierten Energiemarktdesign

Das nachfolgende Kapitel fasst wesentliche Handlungsoptionen für Energieversorger im Zusammenhang mit dem vorgeschlagenen iEMD zusammen. Dabei wird insbesondere auf die zukünftige Rolle von kommunalen EVU, Stadtwerken und Regionalversorgern eingegangen, für die sich aus der Einführung des iEMD zukünftig neue Chancen ergeben.

In der Beurteilung des iEMD gilt es zu berücksichtigen, dass die einzelnen Marktdesignelemente additiv auf die Marktakteure wirken bzw. von ihnen genutzt werden. Es erfolgt in diesem Zusammenhang also eine gewünschte Integration der Marktdesignelemente durch ihre Anreizwirkungen. Marktteilnehmer wägen die verschiedenen Anreize in ihrem Optimierungskalkül ab. Da die Anreizmechanismen möglichst verursachungsgerecht ausgeführt werden, steht das betriebswirtschaftliche Optimierungsverhalten der Marktakteure im iEMD ausdrücklich im Einklang mit den gesellschaftlichen Zielen, insbesondere in Hinsicht auf Kosteneffizienz.

### 5.1 Strom- und Leistungsmarkt

Die vorgeschlagene Einführung eines Leistungsmarktes in Ergänzung des EOM schafft für EVU mit Erzeugungsanlagen im Leistungsmarkt eine zusätzliche Erlösquelle, verändert jedoch auch die Bewertung von Investitionen und führt zu neuen Anforderungen im Bereich des Handels und der Vertriebe, wie nachfolgend für diese Marktstufen ausgeführt.

**Erzeugung:** Die Veräußerung von Leistungszertifikaten stellt für Anbieter gesicherter Leistung zusätzlich zum Stromverkauf am EOM eine Erlösquelle dar. Es ist dabei nicht das Ziel des Leistungsmarktes, Kraftwerksinvestoren und -Betreiber risikofrei zu stellen, sondern ein angemessenes Rendite-/Risikoverhältnis zu erreichen. Der Leistungsmarkt ist insbesondere relevant für Investoren in Spitzenlastkraftwerken wie z. B. Gasturbinen. Die Modellberechnungen zeigen, dass diese flexiblen Erzeugungsarten zukünftig in systemrelevanten Größenordnungen notwendig werden. Der Leistungsmarkt sorgt dafür, dass für die Marktteilnehmer in der Erzeugungsstufe die entsprechenden wirtschaftlichen Anreize entstehen zu investieren. Auch für Bestandskraftwerke, die einen Beitrag zur gesicherten Leistung des Systems liefern, werden Leistungsprämien realisiert und ggf. kosteneffiziente Leistungspotenziale erschlossen.

In diesem Rahmen existieren für Stadtwerke auch in Zukunft starke Anreize, sich in der Strom- und Wärmeerzeugung zu engagieren, Bestandskraftwerke marktorientiert weiter zu betreiben und vor allem auch in größerem Umfang neue Investitionen zu tätigen. Die rückläufige Bedeutung von klassischen Großkraftwerken und der Aufbau eines flexiblen Portfolios an überwiegend gasgefeuerten Erzeugungsanlagen stellen Herausforderungen dar, die insbesondere die kommunale Energiewirtschaft leisten kann und davon auch profitieren wird. So können mit Bestandskraftwerken, z. B. KWK-Kraftwerke mit hoher Verfügbarkeit, Zusatzerlöse über die Bereitstellung gesicherter Leistung generiert werden. Weiterhin bieten sich – ggf. an bereits erschlossenen Kraftwerksstandorten – Optionen für Neuinvestitionen in die vom Energiesystem zukünftig benötigten flexiblen Erzeugungsanlagen.

**Handel und Strukturierung:** Die vorgeschlagene Ausgestaltung des Leistungsmarktes unter starkem Einbezug der Nachfrageseite eröffnet neue Geschäftsmodelle. So entstehen vor allem neue Marktrollen für die Strukturierung, Poolung und Absicherung von Anbietern und Nachfragern im Leistungsmarkt.

Dies gilt einerseits kurzfristig für die Portfoliobewirtschaftung, aber auch langfristig. Es ist zu erwarten, dass sich ein (Termin-)Markt zum Zweck der Risikotragung (z. B. in Form von Counterparts) entwickelt, die eine Risikotransformation vornehmen. Diese Rollen entwickeln sich im Rahmen der marktlichen Organisation des Leistungsmarktes. Sie können auch von der kommunalen Energiewirtschaft übernommen werden und bieten neue Margenpotenziale.

**Vertrieb:** Die Rolle des Vertriebs wird durch die Option der kontinuierlichen Bewirtschaftung und Optimierung des Strom- und Leistungsportfolios stark aufgewertet. Die Einführung des Leistungsmarktes eröffnet den Vertrieben die Chance, sich durch die Entwicklung maßgeschneiderter Produktkombinationen positiv von anderen Stromanbietern abzuheben und dadurch ihre Wettbewerbsposition zu stärken. Die Produktgestaltung ist dabei zwischen Vertrieben und Verbrauchern frei; Produktinnovationen werden angereizt. Die kommunale Energiewirtschaft hat gerade in Bezug auf die zukünftige Erschließung dezentraler Potenziale für Lastflexibilität beste Voraussetzungen: Kommunale Stromvertriebe kennen die technischen Voraussetzungen und wirtschaftlichen Ansprüche ihrer Kunden sehr genau. Sie sind daher in der Lage, entsprechende Produkte zu entwickeln, die die beschriebenen Potenziale heben. Der Leistungsmarkt bewirtschaftet und optimiert das Produkt Leistung integriert über die ganze Wertschöpfungskette.

**Verbraucher:** Für eine Flexibilisierung von Verbrauchern sind grundsätzlich technische Vorrichtungen zur Leistungsmessung und kontrollierten Steuerung notwendig. Nur dann kann von einer Vollversorgung mit Leistung abgesehen werden. Dies führt dazu, dass nicht nur auf Ebene der Geschäftsmodelle, sondern auch in Bezug auf technische Lösungen (z. B. Smart Metering, steuerbare Geräte und gepoolte Optimierung von Lasten und Erzeugern in virtuellen Kraftwerken) Innovationen angereizt werden. Es entstehen technische Flexibilität und neue Endkundenprodukte.<sup>24</sup> Die Innovationskräfte des Marktes führen perspektivisch zu einer intelligenten und effizienten Kombination an Maßnahmen zur Koordination der Leistungsvorhaltung. Die hierdurch entstehenden Kostenvorteile kommen perspektivisch auch den Endkunden zu Gute.

## 5.2 Erneuerbare Energien

Der wachsende Anteil der EE im Strommarkt ist für Energieversorger aus mehreren Perspektiven relevant: direkt als Feld für Investitionen sowie indirekt über seinen Einfluss auf die konventionelle Erzeugung und die Energienetze. In allen drei Bereichen sind kommunale Energieversorger als EE-Anlagenbetreiber, Betreiber konventioneller Kraftwerke und Speicher sowie als Netzbetreiber und Netznutzer direkt und indirekt involviert.

**EE-Projektentwicklung:** Auch in einem mengenbasierten Ausschreibungsmodell sind Investoren gefragt, die EE-Projekte entwickeln, umsetzen und betreiben und damit die EE-Ausbauziele auf Basis ihrer wirtschaftlichen Entscheidungen realisieren. Auch hierfür können kommunale Energieversorger mit ihrer Kenntnis der Potenziale und (energie-) wirtschaftlichen Strukturen vor Ort in Zukunft eine zunehmend bedeutende Rolle spielen. Die Auktion von Vergütungsrechten steigert jedoch den Wettbewerbsdruck. Dies führt dazu, dass alle an der EE-Wertschöpfung beteiligten Akteure (Flächeneigentümer und -makler, Projektentwickler, Dienstleister, Anlagenhersteller sowie Projektvermarkter und Finanzierer) ihre Margen überprüfen werden.

---

<sup>24</sup> Die dafür notwendigen Innovationen und Investitionen im Bereich der Kommunikationstechnologie und Gerätetechnik für ein intelligentes Messen und Steuern von Lasten, Erzeugern und netzseitiger Infrastruktur sind u. a. im Rahmen zweier Studien des VKU beschrieben worden (vgl. DNV KEMA, 2012 und Klafka & Hinz, 2009).

**EE-Erzeugung:** Da Erlöse (neben der Förderung in €/MW) im vorgeschlagenen Mechanismus ausschließlich durch Direktvermarktung erwirtschaftet werden, tragen EE-Anlagen vergleichbare Vermarktungsrisiken wie konventionelle Anlagen. Dies bedeutet, dass die energiewirtschaftlichen Anforderungen an die EE-Anlagenbetreiber im Vergleich zu heute aufgewertet werden. Für Investitionsentscheidungen im EE-Bereich wird es damit zukünftig unerlässlich sein, dass der Investor eine fundierte Einschätzung der Marktentwicklung über längere Zeiträume hat. Nur so kann investorensseitig bewertet werden, welche Erlöse aus der Direktvermarktung erwartbar sind und welcher Förderbedarf ergänzend notwendig ist. Eine solche Unsicherheit auf der Erlösseite ist in der klassischen Energiewirtschaft ein bekanntes Phänomen, für das in Form von Prognoseinstrumenten, Szenario- und Sensitivitätsbetrachtungen sowie diversen Ansätzen zur Risikoabwägung etablierte Bewertungsmethodiken bestehen. Viele Energieversorgungsunternehmen nutzen damit bereits heute das notwendige Instrumentarium für das beschriebene zukünftige Investitionsumfeld im EE-Bereich und sollten daher in der Lage sein, es zukünftig auch im Bereich der EE-Investitionen erfolgreich anzuwenden. Zusätzlich dazu könnten sie dieses Know-how zukünftig auch zur Bündelung von EE-Projekten in der Auktion einsetzen und damit Ansprechpartner und Dienstleister insbesondere auch für kleinere EE-Investoren sein.

**Handel und Strukturierung:** Eine optimierte Direktvermarktung der EE erfordert seitens der EE-Anlagenbetreiber deutlich mehr energiewirtschaftliches Know-how als die heutige unbedingte Abnahmezusage im EEG. Erfahrungen mit dem Marktprämienmodell zeigen, dass innerhalb kurzer Zeit neue Marktrollen entstehen, welche die notwendige Strukturierung, Poolung und Risikotragung der EE-Vermarktung leisten. Für diese Wertschöpfungsstufe des Handels mit und der Strukturierung von EE-Strom in den kurzfristigen Strommärkten (insbesondere day-ahead und intra-day) kommen insbesondere auch Stadtwerke und kommunale EVU in Frage. Sie nehmen dann diese bisher regulatorisch zugewiesenen Aufgaben wahr und vermarkten ihr eigenes EE-Portfolio sowie ggf. das Portfolio Dritter als Dienstleistung.

**Verbraucher:** Die Umlage der Differenzkosten der EE-Förderung erfolgt über eine Kostenumlage auf die Stromverbraucher; die Kostenwälzung findet über den Stromverbrauch statt. Dies stellt eine weitgehende Verursachungsgerechtigkeit sicher und stärkt darüber hinaus Anreize für Energieeffizienz. Für die Stromvertriebe ergibt sich im vorgeschlagenen Modell der investitionsbasierten EE-Förderung ein wesentlicher Vorteil in der besseren Planbarkeit der umzulegenden Kosten. Da die Differenzkosten nicht abhängig sind vom Einsatz der EE, stehen sie bereits nach der Auktion fest und sind daher – im Gegensatz zur heutigen Situation mit einer auf Jahresbasis veränderlichen Umlage – für einige Jahre im Voraus planbar.

### 5.3 Netze

Viele Stadtwerke sind auch Netzbetreiber und daher von den skizzierten Systemveränderungen und den Anpassungen im Regulierungsdesign betroffen. Die vorgeschlagene Weiterentwicklung der Anreizregulierung ermöglicht die erforderlichen Investitionen in die Verteilnetze. Für die kommunalen Energieversorgungsunternehmen bietet sich damit die Möglichkeit, in der Rolle Verteilnetzbetreiber das Verteilnetz zu einem modernen und intelligenten Netz auszubauen, das zum einen die Aufnahme der Erneuerbaren ermöglicht und zum anderen den Anforderungen der Netznutzer auch in Zukunft gerecht wird. Der Verteilnetzbetreiber wird damit in die Lage versetzt, seine zentrale Rolle als **Ermöglicher der Energiewende** auszufüllen.

Dies betrifft nicht nur den klassischen Netzausbau, sondern auch die Umgestaltung des Netzes zu einem „intelligenten Netz“. Auch mit ihren Investitionen in die Kommunikation und Infrastruktur tragen die Stadtwerke zum Erfolg der Energiewende bei.

Für die anderen Marktrollen bedeutet eine (im Rahmen der Anreizregulierung anerkannte) Investition in die Netze immer eine relative Erhöhung der Netzentgelte. Durch die vorgeschlagene Einführung der Maßnahmencluster wirken die entsprechenden Investitionen schneller auf die Erlösobergrenze, was einem zeitlichen Vorziehen der Entgelterhöhung für die Verteilnetze entspricht. Ohne diesen Netzum- und -ausbau steigt allerdings der erforderliche Redispatch überproportional an. Da die Redispatchkosten nach dem derzeitigen Regulierungssystem ebenfalls auf die Netzentgelte umgelegt werden, reduziert der Netzausbau (wenn er in allen Netzebenen in gleicher Weise erfolgt) den erforderlichen Redispatch und somit auch die Netzentgelte. Die Ergebnisse der Modelluntersuchungen zeigen, dass der Redispatch teurer ist als der Netzum- und -ausbau (s. Abschnitt 2.5). Mit dem hier dargestellten Netzausbau werden die Netzentgelte somit in Summe geringer ausfallen als ohne Netzausbau. Selbst wenn die Kosten des Redispatch, d.h. des Abregelns von Erzeugungsanlagen, abweichend vom bisherigen Regulierungssystem nicht mehr auf die Netzentgelte umgelegt würden, sind die volkswirtschaftlichen Kosten des Netzausbaus geringer als die des Abregelns. Der hier dargestellte Netzausbau ist auch in diesem Fall die volkswirtschaftlich günstigste Option.

Die Veränderungen der Netzentgelte sind für die kommunalen Vertriebe wettbewerbsneutral, da sie alle Vertriebe betreffen.

## 6 Kohärenz des vorgeschlagenen iEMD mit dem Zielsystem

Nachfolgende Abbildung fasst das dem Gutachten zugrunde gelegte Zielsystem zusammen (vgl. Seite 8) und führt die wesentlichen Wirkungen des vorgeschlagenen iEMD in Bezug auf die Ziele auf.

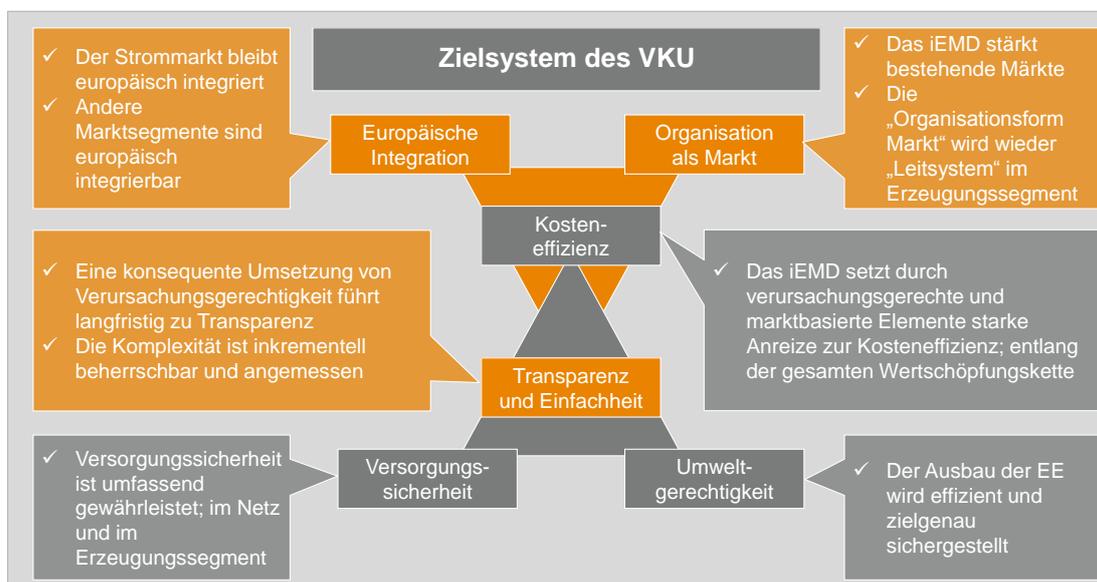


Abbildung13: Zielkohärenz des iEMD

Im Einzelnen lassen sich folgende Wirkungen des iEMD zusammenfassen:

1. **Kosteneffizienz:** Das vorgeschlagene iEMD setzt über alle Marktdesignelemente hinweg Anreize zu kosteneffizientem Verhalten der Marktakteure. Dies wird erreicht durch eine verursachergerechte Ausgestaltung und den umfassenden Einsatz von wettbewerblichen Elementen anstelle von regulatorischen Eingriffen. Wenn jeder Marktakteur leistungsgerecht entlohnt bzw. verursachergerecht mit Kosten belastet wird, so ist in der Gesamtwirkung davon auszugehen, dass Kosteneffizienz realisiert wird.
2. **Versorgungssicherheit:** Der Leistungsmarkt sorgt dafür, dass der zukünftig an Bedeutung gewinnende Systemkostenträger Leistung angemessen bepreist und deren Vorhaltung damit angereizt wird; dies garantiert langfristig Erzeugungssicherheit. Gleiches gilt für den Bereich der Netze, die ebenfalls auf Basis einer angemessenen Anreizstruktur betrieben, optimiert und ausgebaut werden müssen. Das vorgeschlagene iEMD-Element ermöglicht auch hier die angemessene Refinanzierung der notwendigen Maßnahmen und gewährleistet im Netz die Transportsicherheit. Beide Elemente zusammen, Erzeugungssicherheit und Transportsicherheit, bilden im iEMD die Grundlage für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit.
3. **Umweltgerechtigkeit:** Umweltgerechtigkeit wird insbesondere durch den Ausbau der EE erreicht, die eine weitgehende Dekarbonisierung der Stromerzeugung ermöglichen. Die Modellierungsergebnisse zeigen, dass wesentliche EE-Technologien die Marktparität mittelfristig erreichen, das vorgeschlagene iEMD gewährt die bis dahin noch notwendige Förderung. So werden die EE-Ausbauziele zielgerichtet erreicht, was auch zur Realisierung der langfristigen Emissionsreduktionsziele führt. Durch das wettbewerbliche Ausschreibungselement wird die Kosteneffizienz gestärkt.
4. **Organisation als Markt:** Das vorgeschlagene iEMD greift, wo sinnvoll, auf die bestehenden Märkte zurück und stärkt deren Rolle. Dies gilt insbesondere für den Strommarkt als Dispatchinstrument und den EU-ETS. Auch für den Leistungsmarkt setzt das iEMD auf eine sehr weitgehende marktliche Ausgestaltung, in dem Nachfrage und Angebot von Leistung über handelbare Leistungszertifikate operationalisiert werden. Regulatorische Eingriffe werden dadurch weitgehend überflüssig und es entstehen starke Anreize für technische Innovationen und neue Produkte.
5. **Transparenz und Einfachheit:** Die Umsetzung des iEMD erfordert an einigen Stellen zusätzliche Marktregeln. Dies ist der Komplexität der Energiewende geschuldet. Zudem ist zu berücksichtigen, dass an anderer Stelle Vereinfachungen geschaffen werden (z. B. im Bereich der EE-Förderung). Weiterhin setzt das vorgeschlagene iEMD, dort wo es sinnvoll ist, auf bestehende Systeme auf (z. B. Leistungsbilanzkreise) und legt Wert auf die Transparenz der Anreize.
6. **Europäische Integration:** Die langfristige Zielerreichung im Bereich EE-Ausbau und Emissionsreduktion stellt eine wesentliche Leitplanke des iEMD dar. Darüber hinaus bestehen seitens der EU Anforderungen in Bezug auf den Energie-Binnenmarkt, die mit dem vorgeschlagenen iEMD kompatibel sind. So bleibt der EOM als Kernmarkt für Strom bestehen und ist mit den Nachbarmärkten auch integrierbar. Die anderen Elemente des iEMD, namentlich der vorgeschlagene Leistungsmarkt und die EE-Förderung, basieren auf handelbaren Produkten und bieten damit grundsätzlich das Potenzial einer europäischen Integration.

Anhand der beschriebenen modularen und integrierten Funktionsweise der Marktdesignelemente werden nachfolgend die wesentlichen Stärken des vorgeschlagenen iEMD zusammengefasst:

- **Das iEMD hat klare Anreizwirkungen und eine integrierte Funktion**

Die Einzelelemente des Marktdesigns und seine integrierten Gesamtwirkungen sind nach energiewirtschaftlichen Kriterien definiert. Die einzelnen Elemente des Marktdesigns adressieren daher jeweils einen fokussierten Kernbereich. Sie haben in sich eine klar definierte Wirkungsrichtung und beinhalten die notwendigen Anreize für die jeweiligen Marktakteure – jedoch nicht mehr als das. Durch die verursachergerechte Ausgestaltung muss sich jeder Akteur mit dem von ihm im System verursachten Wert- oder Kostenbeitrag beschäftigen und profitiert auch von einem systemdienenden Verhalten. Es existieren keine grundsätzlich gegenläufigen Anreize aus den einzelnen Elementen. Das Zusammenwirken der Marktdesignelemente (Strom- und Leistungsmarkt, EE-Förderung und Anreize im Bereich der Netze) optimiert vielmehr das iEMD.

- **Einheitlichkeit ist über das Design der Einzelelemente gewährleistet**

Alle Marktakteure werden möglichst gleich behandelt und sind den einheitlichen Steuerungsmechanismen bzw. Anreizen des Marktdesigns unterworfen. Es herrscht perspektivisch damit eine weitgehende Chancen- und Risikogleichheit (level-playing-field). Ausnahmen werden nur dort gemacht, wo es sachgerecht und zur Zielerreichung notwendig ist (z. B. Förderung von EE und KWK und regulierter Bereich). Die Marktdesign-Module verwenden möglichst gleichartige Steuerungsmechanismen und sind daher in ihrer Wirkung gut einzuschätzen. Dies schafft ein verständliches und transparentes System, an dem viele Akteure teilnehmen können.

- **Robustheit und Planbarkeit sind gegeben, Möglichkeiten zur Nachsteuerung bestehen, ohne die Gesamtfunktionalität des iEMD zu beeinträchtigen**

Die Modularität und klare Aufgabenorientierung der Einzelelemente erlauben bei Bedarf eine Anpassung des Systems, ohne dass die Verlässlichkeit für die Marktakteure verloren geht. So kann z. B. die vorgeschlagene EE-Förderung technologisch, räumlich und auch zeitlich differenziert werden. Der vorgeschlagene Leistungsmarkt kann bei Bedarf durch „Market-Maker“ mit zusätzlicher Liquidität versehen werden.

**Im Resultat ist das vorgeschlagene iEMD energiewirtschaftlich effizient, transparent und ausreichend flexibel gestaltet. Dabei ist es so robust, dass es Verlässlichkeit und Planbarkeit für die Marktakteure gewährleistet.**

## Literaturverzeichnis

- Adamek et. al. (2012). *VDE-Studie: Energiespeicher für die Energiewende – Speicherungsbedarf und Auswirkungen auf das Übertragungsnetz bis 2050*. ETG-Task Force Energiespeicherung.
- dena (2010). *dena-Netzstudie II. Integration erneuerbarer Energien in die deutsche Stromversorgung im Zeitraum 2015 – 2020 mit Ausblick 2025*. Abrufbar unter: [http://www.dena.de/fileadmin/user\\_upload/Presse/studien\\_umfragen/Netzstudie\\_II/Endbericht\\_dena-Netzstudie\\_II.pdf](http://www.dena.de/fileadmin/user_upload/Presse/studien_umfragen/Netzstudie_II/Endbericht_dena-Netzstudie_II.pdf)
- DNV KEMA Energy & Sustainability (2012). *Anpassungs- und Investitionserfordernisse der Informations- und Kommunikationstechnologie zur Entwicklung eines dezentralen Energiesystems (Smart Grid)*. Studie im Auftrag des VKU. Kurzfassung. Abrufbar unter: [http://www.vku.de/fileadmin/get/?21071/2012.05\\_VKU\\_Kurzstudie\\_V1.0\\_\\_final.pdf](http://www.vku.de/fileadmin/get/?21071/2012.05_VKU_Kurzstudie_V1.0__final.pdf)
- ewi - Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (2012). *Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign. Endbericht zum Gutachten im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie*. Abrufbar unter: <http://www.bmwi.de/DE/Mediathek/publikationen,did=486258.html>
- Frontier Economics (2011). *Study on market design for a renewable quote scheme*. Final report for Energie-Niederland. Abrufbar unter: <http://www.energie-nederland.nl/wp-content/uploads/2011/05/030511-Hybride-Leveranciersverplichting-Studie-Frontier.pdf>
- Klafka & Hinz EnergieConsult GbR (2009). *Intelligente Netze - Potential und Auswirkungen*. Studie im Auftrag des VKU.
- Netzentwicklungsplan Strom (2012). *Netzentwicklungsplan Strom - Zweiter überarbeiteter Entwurf der Übertragungsnetzbetreiber*. Abrufbar unter: <http://www.netzentwicklungsplan.de/content/netzentwicklungsplan-2012-2-entwurf>
- Nitsch et al. (2012): *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global – Leitstudie 2012*.
- International Energy Agency (2012). *World Energy Outlook 2012*. OECD.

## Abkürzungsverzeichnis

EBK	Energiebilanzkreis (im heutigen Marktdesign enthalten)
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien
EMD	Energiemarktdesign
EOG	Erlösobergrenze (Bestandteil der Anreizregulierung)
EOM	Energy-Only-Markt (grenzkostenbasierter Strommarkt)
EU-ETS	Europäischer Emissionshandel
GuD	Gas- und Dampfkraftwerk
iEMD	integriertes Energiemarktdesign
IKT	Informations- und Kommunikationstechnologie
kW	Kilowatt
kWh	Kilowattstunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LBK	Leistungsbilanzkreis (für den Leistungsmarkt vorgeschlagen)
LZ	Leistungszertifikat (im Leistungsmarkt)
MPM	Marktprämienmodell (Bestandteil des EEG)
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
RBA	Rundenbasierte Auktion
sGT	synthetische Gasturbine (zur Modellierung der Spitzenleistung)



