

## Vergleichende Untersuchung aktueller Vorschläge für das Strommarktdesign mit Kapazitätsmechanismen

Kurzstudie im Auftrag  
des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU)

## Inhalt

1.	ZUSAMMENFASSUNG .....	1
2.	EINLEITUNG .....	3
3.	ÜBERBLICK DER VORSCHLÄGE ZUM MARKTDESIGN .....	5
3.1.	Umfassender Kapazitätsmarkt (EWI) .....	6
3.2.	Fokussierter Kapazitätsmarkt (LBD, Öko-Institut, Raue) .....	7
3.3.	Integriertes Energiemarktdesign (VKU) .....	8
3.4.	Strategische Reserve (BMU, BDEW, BEE) .....	9
4.	ZIELERREICHUNGSKRITERIEN ZUM VERGLEICH DER VORSCHLÄGE .....	11
4.1.	Effektivität .....	12
4.2.	Effizienz .....	12
4.3.	Transformationsbeitrag .....	12
4.4.	Transaktionskosten (operativ) .....	12
4.5.	Verteilungseffekte .....	12
4.6.	Institutionelle Passfähigkeit .....	13
4.7.	Robustheit .....	13
5.	BEWERTUNG DER VORSCHLÄGE .....	14
5.1.	Effektivität .....	14
5.2.	Effizienz .....	14
5.3.	Transformationsbeitrag .....	17
5.4.	Transaktionskosten .....	19
5.5.	Verteilungseffekte .....	21
5.6.	Institutionelle Passfähigkeit .....	23
5.7.	Robustheit .....	24
5.8.	Gesamtbewertung der Modellvorschläge .....	26
6.	FAZIT .....	29
7.	QUELLEN .....	30
8.	ANHANG: BEWERTUNGSTABELLEN .....	31

## 1. Zusammenfassung

In der deutschen wie auch der internationalen Debatte wird eine Vielzahl unterschiedlicher Kapazitätsmechanismen diskutiert. Hierbei kann prinzipiell nach zwei maßgeblichen Merkmalen unterschieden werden: zentral/dezentral und umfassend/fokussiert. Ziel dieser Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) ist ein relativer Vergleich der folgenden Strommarktdesignvorschläge:

- Nachfragebasierter dezentraler Leistungsmarkt (integriertes Energiemarktdesign)
- Zentraler umfassender Kapazitätsmarkt
- Zentraler selektiver Kapazitätsmarkt (fokussierter Kapazitätsmarkt)
- Strategische Reserve

Die Frage nach der grundsätzlichen Notwendigkeit einer Weiterentwicklung des aktuellen Strommarktdesigns mit Kapazitätsmechanismen wird dabei nicht analysiert. Der Vergleich der Strommarktdesignvorschläge wird anhand definierter Zielerreichungskriterien und entsprechender Subkriterien durchgeführt:

- Effektivität
- Effizienz
- Transformationsbeitrag
- Transaktionskosten
- Verteilungseffekte
- Institutionelle Passfähigkeit
- Robustheit

Die **strategische Reserve** erreicht als einziger Modellvorschlag in allen Kriterien eine hohe Erfüllung und somit die beste Gesamtbewertung. Das Modell ist kein Kapazitätsmarktmodell im eigentlichen Sinne. Ziel der strategischen Reserve ist es, Kraftwerkskapazitäten, deren Wirtschaftlichkeit über den Strommarkt nicht mehr gegeben ist, technisch verfügbar zu halten. Diese können dann in seltenen Knappheitssituationen zur Wahrung der Versorgungssicherheit einspeisen.

Das **integrierte Energiemarktdesign** erreicht in den Kriterien Effektivität, Effizienz, Transformationsbeitrag, Verteilungseffekte, institutionelle Passfähigkeit und Robustheit eine hohe Zielerreichung. Lediglich das Kriterium Transaktionskostenhöhe wurde mit einer mittleren Erreichung bewertet. Die Gesamtbewertung ergibt daher eine hohe Erfüllung.

Der **fokussierte Kapazitätsmarkt** wird ebenfalls als sehr effektiv bewertet, erreicht aber zusätzlich beim Transformationsbeitrag eine hohe Erfüllung des Kriteriums. Effizienz, Transaktionskostenhöhe, Verteilungseffekte und Robustheit werden mittel bewertet. Lediglich beim Kriterium der institutionellen Passfähigkeit wird nur eine niedrige Erfüllung erreicht. Insgesamt wird das Modell daher mittel bewertet.

Das Modell des **umfassenden Kapazitätsmarktes** erfüllt lediglich im Kriterium der Effektivität eine hohe Erreichung des Kriteriums. In den Kriterien Effizienz, Transformationsbeitrag, Transaktionskostenhöhe sowie Verteilungseffekte werden die Zielerfordernisse nur mittel erreicht. Und in den Bereichen der institutionellen Passfähigkeit sowie der Robustheit erfolgt sogar nur eine niedrige Erreichung. Insgesamt ergibt dies eine niedrige mittlere Bewertung.

Als einer der nächsten Schritte vor der Einführung weitreichender kapazitiver Mechanismen in das bestehende Strommarktdesign empfiehlt sich die wissenschaftliche Klärung der Frage nach der Notwendigkeit dieser Mechanismen frei von Akteursinteressen.

Die Ergebnisse sind in Tabelle 1 zusammenfassend dargestellt.

Kriterien	Gewichtung	Umfassender Kapazitätsmarkt (EWI)	Fokussierter Kapazitätsmarkt (LBD Öko-Institut)	Integriertes Energiemarkt-Design (VKU)	Strategische Reserve (BMU/BDEW/BEE)
Effektivität	20%	0,90	0,90	0,90	0,90
Effizienz	20%	0,39	0,52	0,64	0,93
Transformationsbeitrag	20%	0,24	0,63	0,59	0,69
Transaktionskostenhöhe	10%	0,36	0,36	0,57	0,68
Verteilungseffekte	10%	0,51	0,48	0,74	0,79
Institutionelle Passfähigkeit	10%	0,20	0,20	0,78	0,83
Robustheit	10%	0,30	0,46	0,76	0,80
Gewichtete Gesamt-Bewertung	100%	0,44	0,56	0,71	0,81

**Tabelle 1: Überblick: Gewichtetet Gesamt-Bewertung der Modellvorschläge**

## 2. Einleitung

Der stetig wachsende Anteil fluktuierender, regenerativer Energien am deutschen Strommix (2012: 22%) stellt den Strommarkt und insbesondere konventionelle Erzeugungskapazitäten vor immer neue Herausforderungen. Zum einen ist eine technisch notwendige, schnellere Anpassungsfähigkeit an verstärkt fluktuierende Einspeisung von erneuerbaren Energien gefordert. Zum anderen wird infrage gestellt, ob die zukünftigen Erlöse am Energy-Only-Markt aufgrund des Merit-Order-Effektes für einen wirtschaftlichen Betrieb der für die Versorgungssicherheit notwendigen konventionellen Erzeugungskapazitäten ausreichend sind. In Politik, Wissenschaft und Wirtschaft werden daher verschiedene Modelle der Anpassung des bestehenden Strommarktdesigns zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit diskutiert. Hierbei stehen Kapazitätsmechanismen im besonderen Fokus.

Ziel dieser Untersuchung im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit (BMU) ist explizit nicht eine Bewertung, ob ein Energy-Only-Markt grundsätzlich geeignet ist, langfristig Investitionsanreize zur Sicherung der Versorgungssicherheit zu bieten. Im Rahmen der Untersuchung erfolgt ein Vergleich, inwieweit die betrachteten Modelle ein hohes Maß an Versorgungssicherheit gewährleisten und mit den Zielen des Energiekonzeptes der Bundesregierung übereinstimmen, bzw. diese fördern oder verzögern.

In der deutschen wie auch der internationalen Debatte wird eine Vielzahl unterschiedlicher Kapazitätsmechanismen diskutiert. Hierbei kann prinzipiell nach zwei maßgeblichen Merkmalen unterschieden werden: zentral/dezentral und umfassend/fokussiert. Die Funktionsweisen der unterschiedlichen Mechanismen werden in den folgenden Kapiteln weiterführend erläutert.

Im Vergleich der Strommarktdesignvorschläge werden anhand definierter Ziele und Zielerreichungskriterien die relativen Vor- und Nachteile der betrachteten Vorschläge herausgearbeitet. Die Auswahl der betrachteten Strommarktmodelle sowie der Zielerreichungskriterien orientiert sich hierbei am Bericht des Kraftwerkforums vom 28. Mai 2013.<sup>1</sup>

Die folgenden Strommarktdesignvorschläge werden dabei betrachtet:

- Nachfragebasierter Leistungsmarkt (dezentraler umfassender Kapazitätsmarkt)
- Zentraler umfassender Kapazitätsmarkt
- Zentraler selektiver Kapazitätsmarkt
- Strategische Reserve

Als zentrales Ziel wird Versorgungssicherheit festgelegt. Als Versorgungssicherheit wird hierbei eine dynamische Lastdeckung (Angebot = Nachfrage) in jeder 1/4-Stunde mit höchster Wahrscheinlichkeit mit einem flexiblen Kraftwerkspark für die Residuallast unter beson-

---

<sup>1</sup> Quelle: [BMWi 2013]

derer Berücksichtigung des Kernenergieausstiegs definiert. Eine quantitative Bewertung der einzelnen Modelle ist im Untersuchungsrahmen und aufgrund der zumeist nicht abgeschlossenen Parametrisierung der Modelle nicht möglich. Zur relativen qualitativen Bewertung im Vergleich werden Zielerreichungskriterien definiert. Die Ziele werden anhand dieser definierten, gewichteten Zielerreichungskriterien bewertet.

Die folgenden Zielerreichungskriterien werden im Rahmen der Untersuchung betrachtet:

- **Effektivität**  
Wird Versorgungssicherheit erreicht?
- **Effizienz**  
Mit welchem finanziellen Aufwand werden die Ziele erreicht?
- **Transformationsbeitrag**  
Wie wirkt sich das Modell auf den Kapazitätsausbau, die Flexibilisierung, Stromsparziele und Treibhausgasemissionen aus?
- **Transaktionskosten**  
Wie hoch ist im Vergleich zueinander der finanzielle und der methodische Aufwand der Mittel?
- **Verteilungseffekte**  
Bevorzugen die Methoden bestimmte Akteure, Technologien, Sektoren etc.? Wer profitiert wie von der Regelung? Entsteht Marktkonzentration?
- **Institutionelle Passfähigkeit**  
Welche Auswirkungen gibt es auf den Elektrizitätsbinnenmarkt und die Versorgungssicherheit in anderen EU-Staaten?
- **Robustheit**  
Wie sensibel sind die Methoden im Sinne der Parametrisierung, Reversibilität, Modifizierbarkeit und Sensitivität?

Die vergleichende Folgenabschätzung anhand der Kriterien erfolgt zur besseren Transparenz und Vergleichbarkeit mit Hilfe von Bewertungstabellen (s. Anhang: Bewertungstabellen). Anschließend werden die Einzelbewertungen mit Gewichtungen der Kriterien und Subkriterien in einer Gesamtbetrachtung zusammengeführt. So wird das Modell herausgearbeitet, welches den Zielkriterien am ehesten entspricht. Hierbei handelt es sich jedoch um eine relative Betrachtung der einzelnen Modelle zueinander, und nicht um eine Gesamtbewertung des Strommarktdesigns im Allgemeinen.

### 3. Überblick der Vorschläge zum Marktdesign

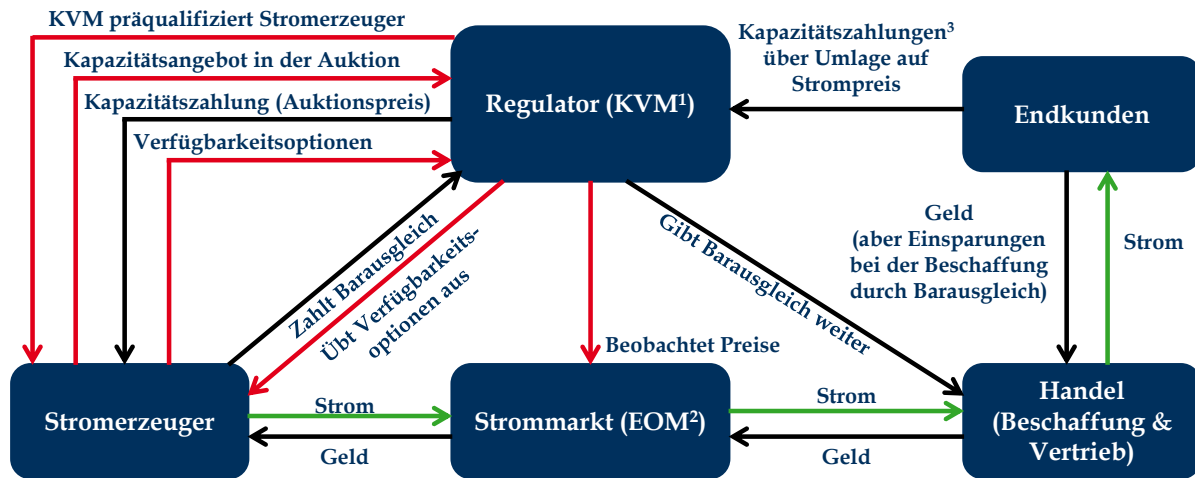
Zum besseren Verständnis werden die verglichenen Vorschläge zum Strommarktdesign im Folgenden zusammengefasst vorgestellt. Es ist zu beachten, dass die Vorschläge in ihrer Ausgestaltung unterschiedlich detailliert gestaltet sind. Dies wurde bei der Bewertung so weit möglich wohlwollend berücksichtigt. Zum Teil liegen jedoch zu einzelnen Kriterien im jeweiligen Modellvorschlag keine Ausführungen vor.

Es werden zunächst die beiden **zentralen Kapazitätsmechanismen** vorgestellt. In diesen ist eine regulierte zentrale Instanz (Regulator) wie zum Beispiel die Übertragungsnetzbetreiber oder die Bundesnetzagentur für die Sicherstellung der notwendigen, gesicherten Leistung mittels Ausschreibung zuständig. Im fokussierten Modell werden im Gegensatz zu umfassenden Kapazitätsmechanismen nicht alle Kapazitäten zur Auktion zugelassen. Es werden vielmehr Kapazitäten nach zusätzlichen Kriterien ausgewählt (z. B. Finanzierungsbedarf, Neu- oder Bestandsanlagen und/oder Treibhausgasemission).

Anschließend wird ein **umfassendes dezentrales Leistungsverpflichtungssystem** (integriertes Energiemarktdesign) vorgestellt. Hier werden Marktakteure durch einen Regulator verpflichtet, zusätzlich zur Energie (Arbeit) auch ausreichend gesicherte Leistung (Kapazität) zu beschaffen. Dies erfolgt über den Kauf von Zertifikaten.

Zuletzt wird die **strategische Reserve** in den Vergleich gestellt. Diese ist kein Kapazitätsmarktmodell im eigentlichen Sinne. Ziel einer strategischen Reserve ist es, Kraftwerkskapazitäten, deren Wirtschaftlichkeit über den Energy-Only-Markt nicht mehr gegeben ist, technisch zur Verfügung zu stellen, um in besonderen, seltenen Knappheitssituationen einspeisen zu können.

### 3.1. Umfassender Kapazitätsmarkt (EWI)<sup>2</sup>



<sup>1</sup>) KVM: Koordinator des Versorgungssicherheitsmarktes

<sup>2</sup>) EOM: Energy-Only-Markt

<sup>3</sup>) Zahlungsweg vereinfacht dargestellt

Abbildung 1: Schematische Darstellung Versorgungssicherheitsverträge (umfassender Kapazitätsmarkt)

In einem zentralen, umfassenden Kapazitätsmarkt wird eine von einer zentralen Koordinationsstelle zu definierende Kapazitätsmenge über eine zentrale durchgeführte Auktion (Versorgungssicherheitsverträge) beschafft. Hierbei ist allen Kapazitäten (Alt- und Neuanlagen, nachfrageseitiges Lastmanagement) gestattet, an der Beschaffungsauktion teilzunehmen. Im vorliegenden Vorschlag soll Marktmacht von Altanlagen möglichst dadurch verhindert werden, dass diese zu einem Gebotspreis von Null an der Auktion teilnehmen müssen. In die Preisbildung des Strommarktes (Termin- und Spotmarkt) wird nicht direkt eingegriffen. Die Anbieter der gesicherten Leistung müssen jedoch Verfügbarkeitsoptionen ausgeben. Deren Ausübungspreis wird von einer zentralen Koordinationsstelle administrativ festgelegt. Sobald der Spotmarktpreis den Ausübungspreis überschreitet, sind die Anbieter verpflichtet, die Differenz an die Koordinationsstelle zu zahlen. Diese leitet die Zahlungen an die Stromversorger (Handel) weiter. So soll eine Absicherung der Stromversorger und Endkunden gegen Preisspitzen oberhalb des Ausübungspreises in Knappheitssituationen erfolgen. Das Modell ist in Abbildung 1 schematisch dargestellt.

<sup>2</sup> Der Analyse zugrundeliegende Darstellung: [EWI 2012]



### 3.2. Fokussierter Kapazitätsmarkt (LBD, Öko-Institut, Raue)<sup>3</sup>

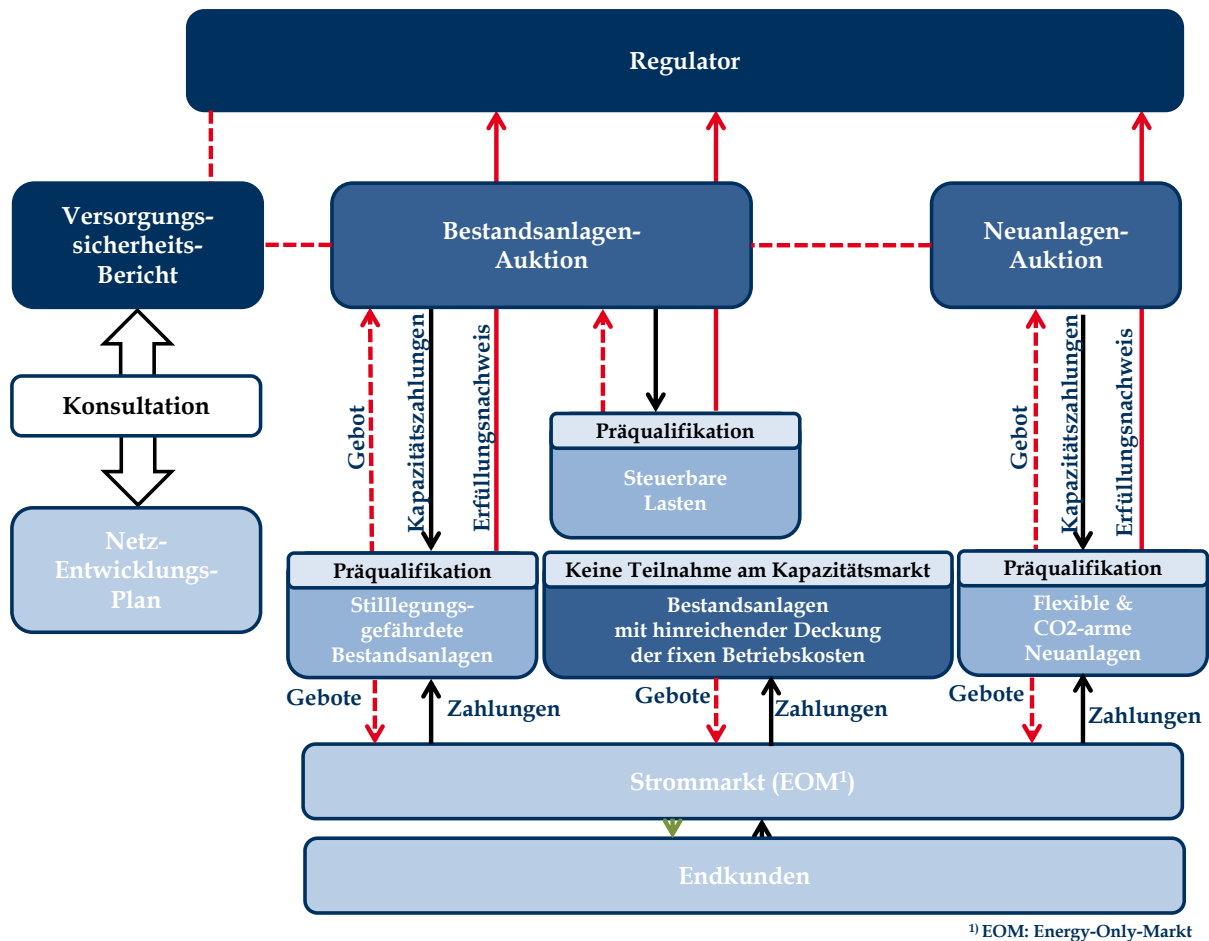


Abbildung 2: Schematische Darstellung fokussierter Kapazitätsmarkt

Auch bei dem Modell des fokussierten Kapazitätsmarkts wird die definierte Kapazitätsmenge über eine zentrale Koordinationsstelle im Descending-clock-Auktionsverfahren beschafft. Dabei wird nicht die gesamte benötigte Kapazität für einen Verpflichtungszeitraum auf einmal ausgeschrieben, sondern auf mehrere Auktionen mit zeitlichem Abstand tranchiert. Hierdurch können Mengen oder Präqualifikationsanforderungen im zeitlichen Verlauf angepasst werden.

Im Gegensatz zum umfassenden Kapazitätsmarkt wird die Auktion jedoch für Neuanlagen und stilllegungsbedrohte Bestandsanlagen getrennt durchgeführt. Steuerbare Lasten nehmen an der Auktion im Segment der Bestandsanlagen teil. Die Bezuschlagung erfolgt zu einem sich jeweils in der Auktion ergebenden Einheitspreis. Die Kapazitätszahlungen erfolgen gemäß der Produktstrukturierung in den Segmenten über einen Zeitraum von einem Jahr bis 15 Jahren. Die Teilnahme an der Auktion setzt eine Präqualifizierung voraus, in der Anforderungen z. B. an die Flexibilität, Treibhausgasemissionen oder einen netzgünstigen Anlagenstandort gestellt werden können.

<sup>3</sup> Quelle: [LBDÖKO 2012]

Die bezuschlagten Anlagen können weiterhin am Energy-Only-Markt teilnehmen, müssen jedoch mit der Bezuschlagung eine Call-Option mit einem fest definierten Ausübungspreis oberhalb der Grenzkosten für die Stromerzeugung an die zentrale Stelle vergeben. Steigen die Strompreise im Energy-Only-Markt über den Ausübungspreis, kann die zentrale Stelle die Call-Option ausüben und so die Mehrerlöse der Anlagenbetreiber abschöpfen. Hierdurch wirkt sie einer ansonsten möglichen Überförderung entgegen. Die abgeschöpften Mehrerlöse werden dazu eingesetzt die Kosten des fokussierten Kapazitätsmarkts zu senken, die über eine neue Umlage oder über die Übertragungsnetzentgelte von den Stromverbrauchern getragen werden.

Der fokussierte Kapazitätsmarkt ist in Abbildung 2 schematisch dargestellt.

### 3.3. Integriertes Energiemarktdesign (VKU)<sup>4</sup>

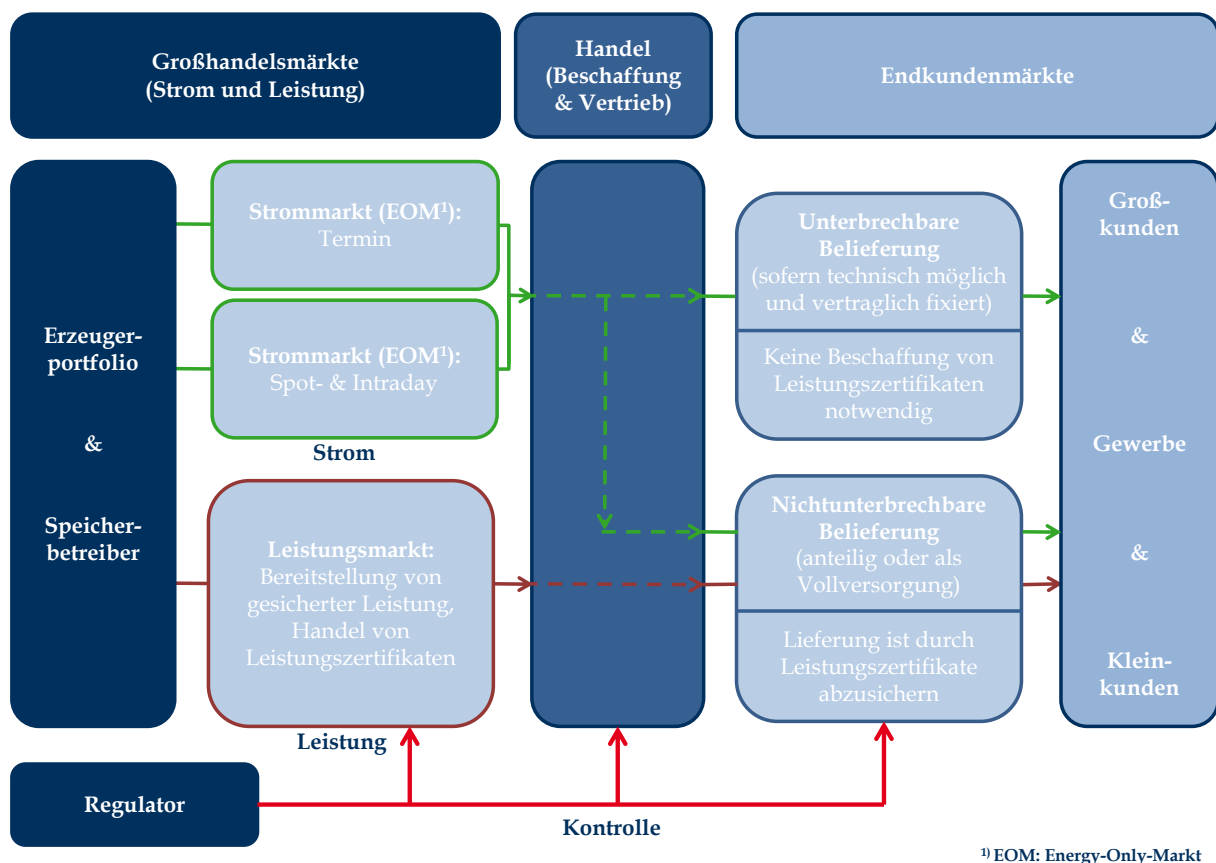


Abbildung 3: Schematische Darstellung dezentraler Leistungsmarkt mit Leistungszertifikaten

Im vorgestellten Modell wird der Energy-Only-Markt um einen dezentralen, umfassenden Leistungsmarkt ergänzt. Hier können alle Anbieter gesicherter Leistung und die Nachfrager teilnehmen. So soll gesicherte Leistung einen Preis erhalten, der auch in Endkundenproduk-

<sup>4</sup> Quelle: [VKU 2013]

ten wirksam wird. Die Fähigkeit, gesicherte Leistung bereitstellen zu können, wird durch Leistungszertifikate bestätigt. Der Verkauf dieser Zertifikate ermöglicht dem Anbieter gesicherter Leistung zusätzliche Erlöse zum Stromverkauf und somit eine Vollkostendeckung. Strukturierung und Integration übernehmen die Vertriebe (Handel) für ihre Kunden. Dies kann analog zum Energy-Only-Markt in Leistungs-Bilanzkreisen erfolgen. So können Stromlieferung und Absicherung in parallelen Produkten strukturiert werden. Auf Basis der Nachfrage nach gesicherter Leistung entsteht ein Preis. Nachfrager können ihren Bedarf an gesicherter Leistung absenken, wenn sie technisch dazu in der Lage sind.

Erneuerbare Energien sollen im vorliegenden Modell über Leistungsprämien (€/MW) gefördert werden, die in mengengesteuerten Auktionen vergeben werden. Die Auktion wird mit ansteigenden Preisen so lange durchgeführt, bis die gewünschte Menge angeboten wird.

Das Modell ist in Abbildung 3 schematisch dargestellt.

### 3.4. Strategische Reserve (BMU, BDEW, BEE)<sup>5</sup>

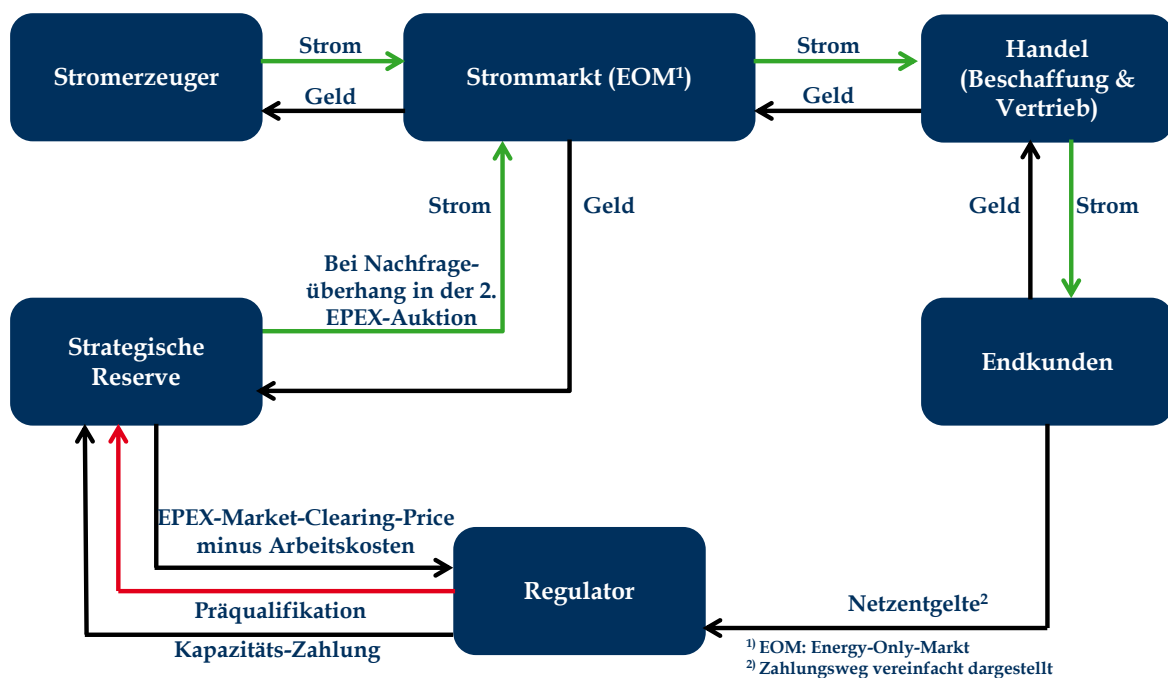


Abbildung 4: Schematische Darstellung der Strategischen Reserve

Die strategische Reserve wird nicht als grundlegende Veränderung, sondern als Ergänzung und Sicherheitsnetz des heutigen Marktdesigns verstanden. Die prinzipiellen Funktionsweisen und Vorteile des Energy-Only-Markts bleiben erhalten.

Die definierte Kapazitätmenge wird zentral von den Übertragungsnetzbetreibern unter strenger Aufsicht des Bundeswirtschaftsministeriums und der Bundesnetzagentur in einer

<sup>5</sup> Quelle: [BMU 2013]

Ausschreibung am Markt beschafft und eingesetzt. An der Ausschreibung können stilllegungsbedrohte Bestandsanlagen und Neuanlagen teilnehmen. Dabei können weitere Anforderungen an die Kapazitäten gestellt werden, wie z. B. Verfügbarkeit, Flexibilität oder ein netzgünstiger Anlagenstandort. Bei Bezuschlagung erhalten die Anlagenbetreiber im Verpflichtungszeitraum von 1 Jahr bis 10 Jahren einen Leistungspreis in Höhe ihres Gebotes, der nicht über einem maximalen Zuschlagspreis liegen darf.

Die strategische Reserve wird eingesetzt, wenn ansonsten die Nachfrage in der Day-Ahead-Auktion der Strombörse EPEX Spot anderweitig nicht gedeckt werden kann. In diesem Fall wird die strategische Reserve in der zweiten Auktionsrunde zum maximalen Preis (derzeit 3.000,- EUR/MWh) angeboten. Die sich ergebenden Stromerlöse müssen die Anlagenbetreiber reduziert um eine kostenbasierte Vergütung für die kurzfristig variablen Kosten der Stromerzeugung an die Übertragungsnetzbetreiber abführen. Mehrerlöse gegenüber den Kosten der Stromproduktion reduzieren somit die Kosten der strategischen Reserve, die über die Netzentgelte von den Stromverbrauchern getragen werden.

Darüber hinaus können die Anlagen von den Übertragungsnetzbetreibern als Netzreserve im Rahmen des Redispatch eingesetzt werden.

Die Anlagen der strategischen Reserve dürfen nicht am Energy-Only-Markt teilnehmen und auch nicht nach Ablauf des Verpflichtungszeitraums in den Energy-Only-Markt zurückkehren. Der Energy-Only-Markt und dessen Preisvolatilität sollen erhalten bleiben, um Anreize für Investitionen sowie für Erzeugungs- und Verbrauchsentscheidungen zu setzen.

Die strategische Reserve ist in Abbildung 4 schematisch dargestellt.

## 4. Zielerreichungskriterien zum Vergleich der Vorschläge

Zum Vergleich der einzelnen Modellvorschläge wurden sechs Hauptkriterien identifiziert:

- **Effektivität**
- **Effizienz**
- **Transaktionskosten (operativ)**
- **Verteilungseffekte**
- **Transformationsbeitrag**
- **Institutionelle Passfähigkeit**
- **Robustheit**

Der Vergleich wurde anhand folgender Bewertungsskala auf Basis der Sekundärkriterien durchgeführt und jeweils für die hier dargestellten Hauptkriterien zusammengeführt. Durch die Nutzung der Signalfarben in der Bewertung kann das Ergebnis visuell rasch erfasst werden.

### Bewertungsskala

Farbe	Skala	Bewertung
	0,00 - 0,30	niedrige Erreichung des Kriteriums
	0,31 - 0,60	mittlere Erreichung des Kriteriums
	0,61 - 1,00	hohe Erreichung des Kriteriums
	0,5	Bewertung unklar / nicht möglich

Zusätzlich wird in den Bewertungstabellen die Bewertung der einzelnen Kriterien unter Bemerkungen stichpunktartig erläutert. Hierbei wird die Qualität des Stichpunktes wie folgt ausgewiesen:

Symbol	Aussage
+	positiv
0	neutral
-	negativ

Im Folgenden werden die Hauptkriterien sowie ausgewählte Sekundärkriterien erklärt.

#### **4.1. Effektivität**

Das Kriterium betrachtet, inwieweit Versorgungssicherheit wirksam erreicht wird. Nach EnWG § 1 wird "eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente und umweltverträgliche leitungsgebundene Versorgung der Allgemeinheit mit Elektrizität und Gas, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht" gefordert. Im Rahmen dieser Untersuchung ist Versorgungssicherheit gegeben, wenn eine dynamische Lastdeckung (Angebot = Nachfrage) in jeder 1/4-Stunde mit einer üblichen Wahrscheinlichkeit von 99% mit einem flexiblen, kernkraftfreien Kraftwerkspark unter Berücksichtigung von Lastmanagement erreicht wird.

#### **4.2. Effizienz**

Das Kriterium betrachtet, welcher Aufwand (Kosten) beim jeweiligen Modell nötig ist, um das Ziel Versorgungssicherheit zu erreichen. Subkriterien sind die direkten Kosten für die Kapazitätsbereitstellung, der Großhandelspreis für Strom inklusive EUA-Preise sowie die Systemintegrationskosten. In diesem Subkriterium werden gesondert die Auswirkungen auf den Ausbau der erneuerbaren Energien beachtet. Zielerreichung ist erfüllt, wenn ein optimaler Erzeugungsmix zum bestmöglichen Preis erreicht werden kann.

#### **4.3. Transformationsbeitrag**

Das Kriterium betrachtet, wie sich das jeweilige Modell auf die sonstigen hier relevanten Ziele der Energiewende und die Transformation des Energiesystems insgesamt auswirkt. Im Rahmen der Subkriterien wird bewertet, ob das Modell Anreize zur Reduzierung der THG-Emissionen setzt und ob die Ausbauziele 2020/2030/2040/2050 für erneuerbare Energien fristgerecht erreicht werden. Zusätzlich werden die Auswirkungen auf die nationale konventionelle Erzeugung, das nationale Stromeinsparziel, die Flexibilität von Angebot und Nachfrage, auf Speicher und Demand-Side-Management betrachtet.

#### **4.4. Transaktionskosten (operativ)**

Das Kriterium betrachtet die Höhe der verschiedenen Transaktionskosten. Hierbei wird zwischen verschiedenen Kostentypen unterschieden. Anbahnungs- und Informationskosten bezeichnen die anfallenden Aufwendungen für die Suche nach potentiellen Partnern sowie für die Festlegung der Regularien. Vereinbarungskosten entstehen für Vertragsformulierung, Regulierung und Einigung. Abwicklungskosten beinhalten alle Kosten, die mit der effektiven Durchführung des Geschäfts zusammenhängen. Und mit Kontrollkosten werden Kosten bezeichnet, die mit der effektiven Durchführung des Geschäfts zusammenhängen bzw. bei der Kontrolle durch den Regulator anfallen.

#### **4.5. Verteilungseffekte**

Das Kriterium betrachtet, wie ausgewogen sich das Modell auf die verschiedenen aktiven Marktteilnehmer, auf die technologische Verteilung und die Verbraucher auswirkt. Technologie umfasst hier alle denkbaren Technologien einschließlich konventionelle u. EE-Kraftwerke, Lasten u. Speicher. Marktteilnehmer sind alle Akteure, die Kapazität bereitstellen, einschließlich der konventionellen und regenerativen Erzeuger, Speicher und Lasten

(jedoch ohne Verbraucher). Es wird bewertet, wie hoch die Anzahl der zu erwartenden Marktteilnehmer ist und ob eine Gefahr der Monopol- oder Oligopolisierung besteht.

#### **4.6. Institutionelle Passfähigkeit**

Das Kriterium betrachtet die Kompatibilität mit EU-Richtlinien, insbesondere die Auswirkungen auf den EU-Strombinnenmarkt (Handel) und die Auswirkungen auf die Versorgungssicherheit in anderen EU-Ländern.

#### **4.7. Robustheit**

Das Kriterium betrachtet anhand verschiedener Sekundärkriterien die Robustheit der Modelle. Beim Parametrisierungsaufwand wird bewertet, wie hoch die Anzahl der zu berücksichtigenden Parameter ist und wie groß der zu erwartende Aufwand für eine möglichst optimale Justierung. Die Reversibilität (Bindungszeitraum) bezeichnet, wie gut sich eingeführte Regelungen wieder rückgängig machen lassen bzw. wie lange sie unbeeinflussbar bestehen. Bei der Anpassungsfähigkeit/Modifizierbarkeit wird geprüft, wie gut die Modelle modifizierbar sind und wie hoch der Aufwand ausfällt. Im Subkriterium Sicherheit wird die Anfälligkeit für Missbrauch und regulatorischer Fehlplanung betrachtet. Wie sensibel das Modell auf äußere Einflüsse reagiert, wird mit dem Subkriterium der Sensitivität bewertet.

## 5. Bewertung der Vorschläge

Die verschiedenen Modellvorschläge werden wie beschrieben in Bewertungstabellen verglichen. Im Folgenden werden die wichtigsten Ergebnisse für die einzelnen Modelle dargestellt.

### 5.1. Effektivität

Sowohl im umfassenden und fokussierten Kapazitätsmarkt als auch bei der strategischen Reserve besteht das Risiko, dass sich der Regulator bei der notwendigen Gesamtkapazität verschätzt und bezuschlagte Neubauprojekte nicht realisiert werden.

Beim integrierten Energiemarktdesign mit Leistungszertifikaten wird Versorgungssicherheit über Marktmechanismen erreicht. Dies ist jedoch per se nicht garantiert. Daher sieht das Modell eine zusätzliche Absicherung über eine Sicherheitsreserve vor.

Alle verglichenen Modelle erreichen Versorgungssicherheit mit einer hohen Effektivität und werden daher einheitlich positiv bewertet.

Effektivität	Gewichtung	Umfassender Kapazitätsmarkt (EWI)	Fokussierter Kapazitätsmarkt (LBD Öko-Institut)	Integriertes Energiemarkt-Design (VKU)	Strategische Reserve (BMU/BDEW/BEE)
Versorgungssicherheit/Dynamische Lastdeckung	100%	0,90	0,90	0,90	0,90
Bewertung Effektivität	100%	0,90	0,90	0,90	0,90

Tabelle 2: Bewertungstabelle Effektivität

### 5.2. Effizienz

Die Effizienz der Modellvorschläge wurde anhand der gewichteten Subkriterien Kapazitätskosten (Gewichtung: 45%), Systemintegrationskosten (30%) und Börsen-Strompreis (25%) bewertet.

Im **umfassenden Kapazitätsmarkt** erfolgt die Ausschreibung der notwendigen Kapazitäten im Rahmen einer Descending-clock-Auktion. Hierbei müssen Bestandsanlagen mit null bieten, die soll die Kosten begrenzen und Marktmacht verhindern. Allerdings setzt dies einen perfekten Regulator voraus, der den Ausübungspreis (Stromhöchstpreis) festlegt. Es besteht das Risiko, dass durch einen zu geringen Ausübungspreis die Kapazitätskosten übermäßig steigen. Im vorliegenden Modell bleibt unklar, ob der Ausübungspreis ex ante oder ex post festgelegt werden soll. Das Subkriterium Kapazitätskosten wird daher niedrig bewertet. Auch erscheint die Systemintegration Lastmanagement und Speichern im Kapazitätsmechanismus schwierig. Zusätzlich wird die Nutzung von Kostensenkungspotentialen begrenzt, da der Ausübungspreis Anreize durch einen de-facto-Höchstpreis am Spotmarkt verhindert. Es wird jedoch als positiv bewertet, dass die Kraftwerke weiterhin am Energy-Only-Markt teilnehmen und der Dispatch dort erfolgt. Jedoch wird die Preisbildung durch den Ausübungspreis maßgeblich beeinflusst. Dieser bildet einen Maximalpreis für den Energy-Only-



Markt. Es besteht das Risiko, dass bei einem zu niedrig gewählten Ausübungspreis Kosten und Erträge vom Energy-Only-Markt in den Kapazitätsmarkt verschoben werden und daher Großhandelspreise niedriger werden. Hierdurch wird der Markt illiquide und die Kosten für Kapazitäten steigen. Wird der Ausübungspreis zu hoch gewählt, entstehen Mitnahmeeffekte und möglicherweise eine Überförderung, die Kapazitätskosten jedoch reduzieren sich. So erreicht das Modell beim Subkriterium Strompreis nur eine niedrige Erfüllung. Die Systemintegrationskosten und der Einfluss auf die erneuerbaren Energien werden ebenfalls mit einem niedrigen Erfüllungsgrad bewertet. Insbesondere, wenn die erneuerbaren Energien in das beschriebene Modell integriert werden. Dargebotsabhängige Erzeugungsarten können keine gesicherte Leistung anbieten. Es besteht das Risiko, dass die Ausbauziele gefährdet sind, da eine Kostendeckung für fluktuierende Energien nicht möglich ist.

Auch im **fokussierten Kapazitätsmarkt** erfolgt die Ermittlung der Kapazitätspreise in einer Descending-clock-Auktion. Es gibt keine Beschränkung für die Teilnahme der Kraftwerke am Energy-Only-Markt. Durch das höhere Angebot entsteht mehr Wettbewerb, was zu geringeren Preisen führt. Anhand der Call-Option besteht die Möglichkeit, ungewollte Mehrerlöse am Energy-Only-Markt abzuschöpfen. Auch wenn dieses Modell das Risiko birgt, dass der Ausübungspreis der Call-Option zu hoch angesetzt wird und so unnötige Mehrkosten entstehen, wird eine hohe Erfüllung des Subkriteriums der Kapazitätskosten erreicht. Positive Auswirkungen auf die Systemintegrationskosten sind durch zusätzliche Flexibilitätsanforderung für Neuanlagen zu erwarten. So werden in der Präqualifizierung der Kapazitäten Anforderungen hinsichtlich Kaltstartfähigkeit, Lastgradienten und Teillastwirkungsgrade definiert. Auch Lastmanagement wird im Kapazitätsmechanismus eingebunden, hierdurch entstehen jedoch zusätzliche Kapazitätskosten. Das Modell trifft keine Aussagen zu erneuerbaren Energien. Deren Ausbau wird voraussichtlich außerhalb des Mechanismus gesteuert. Insgesamt wird daher eine mittlere Erfüllung des Kriteriums der Systemintegrationskosten erreicht. Analog zum umfassenden Kapazitätsmarkt nehmen die Kraftwerke weiterhin am Energy-Only-Markt teil. Aber auch hier beeinflusst der Ausübungspreis die Preisbildung und es besteht das Risiko, dass die Großhandelspreise zu niedrig werden, der Markt illiquide wird und die Kosten steigen. In Bezug auf den Strompreis erreicht das Modell daher nur eine niedrige Erfüllung.

Beim Modell des **integrierten Energiemarktes** werden die Preise für Leistung bzw. Kapazität wettbewerblich am Leistungsmarkt ermittelt. Das Modell erreicht so die beste Kostensensitivität. Obwohl weitere Kosten für die zusätzliche Sicherheitsreserve entstehen, wird eine hohe Erfüllung des Subkriteriums Kapazitätskosten erreicht. Alle Kraftwerke nehmen an beiden Märkten teil. Dies wirkt sich preissenkend auf den Energy-Only-Markt aus, da ein Teil der Kosten am Leistungsmarkt erwirtschaftet werden kann. Die Kraftwerkseffizienz verliert jedoch aufgrund der Vergütung von Leistung anstelle der Arbeit an Bedeutung. Daher wird nur eine mittlere Erfüllung des Subkriteriums Strompreis erreicht. Aufgrund der wettbewerblichen Gestaltung des Modells entsteht ein hoher Grad an Systemintegration zu relativ niedrigen Kosten. Das integrierte Energiemarkt-Design geht als einziges Modell detailliert auf die Ausbauförderung der erneuerbaren Energien ein. Diese erfolgt in einem Ausschreibungs- und Auktionsmodell. Dies führt zu einer Reduzierung der Investitionssicher-

heit, höheren Kosten durch Risikoaufschläge und Bevorzugung kapitalstarker Unternehmen in der gesamten Wertschöpfungskette. Insgesamt führt dies zur Gefährdung der Ausbauziele, so dass dieses Subkriterium nur mittel bewertet wird.

Die **strategische Reserve** ermittelt die Kapazitätspreise über wettbewerbliche Ausschreibungen für Bestands- und Neuanlagen, was zu insgesamt geringen Prämienkosten führt. Die Vergütung der Arbeit erfolgt auf Kostenbasis. Die Ermittlung der Kosten ist im vorliegenden Dokument im Detail nicht ausgestaltet, kann jedoch z. B. reguliert erfolgen. Positiv zu bewerten ist auch die vergleichsweise geringere Kapazität im Mechanismus (aktuell: ca. 4 GW). So entsteht ein Wettbewerb der Anlagen um Aufnahme in den Mechanismus. Weitere Kapazitätsreserven werden nicht benötigt. Die notwendigen Anforderungen werden durch eine entsprechende Präqualifizierung sichergestellt: Das Kraftwerk muss sicher und nach Abruf ausreichend schnell (innerhalb von max. 10 Stunden) verfügbar sein. Die Brennstoffversorgung muss gesichert sein. Zusätzlich sind gegebenenfalls regionale, netzabhängige Komponenten ausgestaltbar. Aufgrund der niedrigen Kapazitätskosten wird hier eine sehr hohe Erfüllung des Subkriteriums erreicht. Die Verfügbarkeit und Flexibilität der Kapazitäten in der strategischen Reserve kann zur besseren Systemintegration der erneuerbaren Energien genutzt werden. Ein Anreiz weiterer Flexibilität wie Lastmanagement und Speicher erfolgt indirekt über volatile Preissignale am Energy-Only-Markt. Durch diesen Wettbewerb der Flexibilitäts-Technologien verringern sich die Kosten der Systemintegration. Der Ausbau der erneuerbaren Energien kann unabhängig außerhalb des Mechanismus gesteuert werden. Insgesamt erfüllt das Modell somit auch dieses Subkriterium sehr gut. Ein sonstiger Preiseinfluss auf den Energy-Only-Markt besteht nicht, da die Kraftwerke hier nicht mehr teilnehmen und auch nicht zurückkehren können. Ein Einfluss entsteht gegebenenfalls nur, wenn Kapazität früher als notwendig aus dem Energy-Only-Markt in die strategische Reserve wechseln. Auch in Bezug auf den Strompreis erfolgt daher eine sehr gute Bewertung.

Effizienz	Gewichtung	Umfassender Kapazitätsmarkt (EWI)	Fokussierter Kapazitätsmarkt (LBD Öko-Institut, Raue)	Integriertes Energiemarkt-Design (VKU)	Strategische Reserve (BMU/BDEW/BEE)
Kapazitätskosten	45%	0,50	0,65	0,80	0,90
Systemintegrationskosten	30%	0,30	0,50	0,60	1,00
Strompreis (Börse)	25%	0,30	0,30	0,40	0,90
Bewertung Effizienz	100%	0,39	0,52	0,64	0,93

**Tabelle 3: Bewertungstabelle Effizienz**

Die strategische Reserve erreicht im Kriterium der Effizienz als einziger Modellvorschlag in allen Subkriterien einen hohen Erfüllungsgrad und daher die höchste Gesamtbewertung. Das integrierte Energiemarkt-Design erreicht ebenfalls eine hohe Erfüllung des Kriteriums, aufgrund der mittleren Bewertung der Subkriterien Systemintegrationskosten und Strompreis im Vergleich jedoch niedriger. Aufgrund der guten Bewertung der Kapazitätskosten sowie der mittleren Erfüllung der Systemintegrationskosten erreicht der fokussierte Kapazi-

tätmarkt eine gute mittlere Gesamtbewertung. Durch Beeinflussung der Strompreise durch den Ausübungspreis wird jedoch nur eine niedrige Erfüllung im Subkriterium Strompreis erreicht. Aus dem gleichen Grund erhält auch der umfassende Kapazitätsmarkt beim Strompreis eine niedrige Bewertung. Da im Vergleich in diesem Modell nicht vorgesehen ist, weitere Anforderungen zu definieren, wird auch die System-integration niedrige bewertet. Lediglich das Subkriterium Kapazitätskosten wird mittel bewertet, so dass der umfassende Kapazitätsmarkt bei der Effizienz insgesamt nur eine niedrigere mittlere Bewertung erreicht.

### 5.3. Transformationsbeitrag

Im Rahmen des Transformationsbeitrags werden die Auswirkungen der Modelle auf die Flexibilität der Erzeugung und des Verbrauchs (Gewichtung: 30%), Lastmanagement (20%), Speicher (20%), Treibhausgasemissionen (15%) und der Anreiz zum Stromsparen (15%) betrachtet.

Im Modell des **umfassenden Kapazitätsmarktes** verringert sich der Anreiz der Erzeugungs-Flexibilisierung, da sich je nach Höhe des Ausübungspreises die Kosten aus dem Energy-Only- in den Kapazitätsmarkt verlagern. Das Subkriterium wird daher nur niedrig erfüllt. Aufgrund der fehlenden Volatilität im Energy-Only-Markt entstehen auch kaum Anreize für Speicher und Lastmanagement. Dies ist auch im Rahmen des Kapazitätsmechanismus schwierig zu erreichen. Daher erreichen auch diese Subkriterien nur eine niedrige Erfüllung. Auch ein zusätzlicher Anreiz zum Stromsparen entsteht nicht, bei einer Verrechnung der Kapazitätskosten über den Leistungspreis sinkt dieser sogar. Auch durch die Kappung der Preisspitzen und Senkung des Preisrisikos für die Lieferanten gehen Anreize verloren. Es ist kein Mechanismus zur Steuerung des Kraftwerksneubaus implementiert und der Zertifikatspreis für Treibhausgasemissionen ist nur am Energy-Only-Markt relevant. Da dieser aufgrund der ausgelagerten Kapazitätskosten an Bedeutung verliert, ist hier kein positiver Effekt auf die Emissionen zu erwarten. Somit werden bei allen Subkriterien nur niedrige Erfüllungen erreicht.

Im Gegensatz hierzu ist im **fokussierten Kapazitätsmarkt** die Flexibilität der Erzeugung über die Präqualifizierungsanforderungen gewährleistet. Je nach Höhe des Ausübungspreises besteht jedoch auch hier das Risiko, dass sich die Kosten in Abhängigkeit vom Ausübungspreis aus dem Energy-Only- in den Kapazitätsmarkt verlagern und somit der Anreiz sinkt. Daher wird die Flexibilität der Erzeugung im Vergleich mittel bewertet. Lastmanagement wird gezielt in den Mechanismus eingebunden und daher gut bewertet. Es werden in der vorliegenden Ausarbeitung keine expliziten Aussagen zur Einbeziehung von Speichern getroffen. Diese werden durch die fehlende Preisvolatilität am Energy-Only-Markt generell weniger angereizt, so dass hier eine niedrige Erfüllung erreicht wird. Die Motivation zum Stromsparen bleibt erhalten, sofern eine Umlage oder Netzentgelte weiterhin mengenbezogen abgerechnet werden, sinkt aber in angebotsschwachen Zeiten. Auch eine Reduzierung der Treibhausgasemissionen wird angereizt, wenn die Anforderungen an Kapazitäten in der Präqualifizierung entsprechend formuliert werden. Beide Subkriterien werden daher in der Erreichung hoch bewertet.

Im **integrierten Energiemarkt** wird eine flexible Erzeugung durch die Möglichkeit, Leistungsbereitstellung schneller anzupassen, gefördert und erreicht daher eine hohe Erfüllung des Subkriteriums. Allerdings ist kein Mechanismus zur Steuerung des Kraftwerksneubaus implementiert. Durch den höheren Leistungspreisanteil sinkt der Anreiz zur Verbrauchsflexibilisierung und ein Lastmanagement ist vorwiegend nur für Großkunden, die Leistungszertifikate reduzieren können, interessant. Daher wird eine niedrige gute Bewertung erreicht. Auch Speicher können Leistungszertifikate anbieten, wenn Produkte klein genug strukturiert werden, was eine mittleren Erreichung des Subkriteriums bewirkt. Ein Anreiz zum Stromsparen entsteht vor allem bei Kunden, die den Bedarf an Leistungszertifikaten reduzieren können, bei Vollversorgung sinkt dieser. Das Subkriterium wird daher nur mittel erfüllt. Durch den höheren Leistungspreisanteil und den sinkenden Preis-Spread am Energy-Only-Markt verliert auch der Zertifikatspreis für die Treibhausgasemissionen an Bedeutung, da dieser nur am Energy-Only-Markt relevant ist. Daher wird die Erreichung nur niedrig bewertet.

Die Flexibilität der Erzeugung wird auch bei der **strategischen Reserve** über die Präqualifizierungsanforderungen gewährleistet, was zu einer hohen Zielerreichung führt. Ein Anreiz für Speicher und Lastmanagement entsteht indirekt über die Volatilität der Preise am Energy-Only-Markt, auch der Anreiz zum Stromsparen kann durch die Weitergabe der Strompreisspitzen an die Kunden verstärkt werden. Alle drei Subkriterien erreichen daher eine hohe Erfüllung. Im Modell wird kein gezielter Ansatz zur zusätzlichen Reduzierung der Treibhausgasemissionen beschrieben. Die betroffene Kapazität ist jedoch ohnehin im Vergleich gering, für alle Kraftwerke im Energy-Only-Markt bleibt der Anreiz unverändert. Das Subkriterium wird daher mittel bewertet.

Transformationsbeitrag	Gewichtung	Umfassender Kapazitätsmarkt (EWI)	Fokussierter Kapazitätsmarkt (LBD Öko-Institut, Raue)	Integriertes Energiemarkt-Design (VKU)	Strategische Reserve (BMU/BDEW/BEE)
Flexibilität der Erzeugung	30%	0,20	0,60	0,75	0,75
DSM	20%	0,30	0,80	0,70	0,70
Speicher	20%	0,30	0,30	0,60	0,70
Anreiz Stromsparen	15%	0,30	0,80	0,60	0,75
Emissionen THG	15%	0,10	0,70	0,10	0,50
Bewertung Transformationsbeitrag	100%	0,24	0,63	0,59	0,69

Tabelle 4: Bewertung Transformationsbeitrag

Das umfassende Kapazitätsmarktmodell erreicht in allen Subkriterien des Transformationsbeitrages nur niedrige Erfüllungsgrade, so dass die Gesamtbewertung niedrig ausfällt. Im Vergleich erreicht der fokussierte Kapazitätsmarkt aufgrund der

Präqualifikationsanforderungen und weiterer Steuerungs- und Gestaltungsmöglichkeiten hohe und mittlere Erfüllungsgrade der Subkriterien. Lediglich im Speicherkriterium wird durch die niedrigere Preisvolatilität am Energy-Only-Markt nur eine niedrige Erfüllung erreicht. Der integrierte Energiemarkt erreicht aufgrund der wettbewerblichen Gestaltung hohe Zielerfüllung bei der Erzeugungsflexibilität und Lastmanagement. Aufgrund der mittleren Bewertung der Subkriterien Speicher und Stromsparen sowie der niedrigen Bewertung der Emissionsreduzierung wird insgesamt jedoch nur eine mittlere Erfüllung des Kriteriums erreicht. Die strategische Reserve erreicht im Vergleich in nahezu allen Subkriterien eine hohe Bewertung, da die Einflüsse auf die Anreize durch den Energy-Only-Markt am geringsten ausfallen. Lediglich bei den Treibhausgasemissionen wird nur eine mittlere Erfüllung erreicht, da keine Aussage zu Regelungen der Kraftwerke in der Reserve getroffen wird. Insgesamt erreicht die strategische Reserve daher die höchste Erfüllung des Kriteriums Transformationsbeitrag.

#### 5.4. Transaktionskosten

Die Transaktionskostenhöhe bewertet die anfallenden Kosten der Modelle für Anbahnung und Informationsbeschaffung, Vereinbarung und Abwicklung sowie Kontrolle und Änderung. Die fünf Subkriterien werden mit jeweils 20% gewichtet.

Im **umfassenden Kapazitätsmarktmodell** fallen die Anbahnungskosten aufgrund der zentralen Ausschreibung durch einen Regulator relativ niedrig aus. Jedoch sind die Informationsbeschaffungskosten zur Festlegung der Kapazitätsgröße und des Ausübungspreises hoch. Daher wird das Subkriterium mittel bewertet. Die notwendigen Vereinbarungen werden jedoch nur einmalig durch den Regulator ausgearbeitet, was Kosten spart und zu einer hohen Kriteriumserfüllung führt. Die Abwicklungskosten hingegen fallen relativ hoch aus, da z. B. Abrechnungsaufwand und der Geldfluss im Falle einer Call-Option vom Erzeuger über den Regulator zum Lieferant aufwendig ist. Entsprechend hoch sind auch die Kontrollkosten, da der Regulator die Bereitstellung der Kapazitäten, der Strombezüge der Lieferanten sowie die Produktionsmengen der Erzeuger in Zeiten der Preise über dem Ausübungspreis prüfen muss. Aufgrund der langen Ausschreibungszeiträume (5-7 Jahre Vorlauf) und Laufzeiten (15 Jahre) sind Anpassungen langwierig und entsprechend kostenintensiv. Die Erreichung dieser drei Subkriterien wird daher niedrig bewertet.

Die Anbahnungskosten fallen aufgrund der zentrale Ausschreibung in zwei Segmenten (Bestands- und Neuanlagen) durch den Regulator im **fokussierten Kapazitätsmarkt** im Vergleich höher aus. Auch die Informationsbeschaffungskosten zur Festlegung der Kapazitätsgröße und des Ausübungspreises sind entsprechend höher, dies führt zu einer niedrigen Bewertung. Die Vereinbarungskosten sind jedoch ähnlich gering, da nur einmalige Ausarbeitung durch den Regulator notwendig ist. Das Kriterium wird gut erfüllt. Auch die Abwicklungs- und Kontrollkosten sind vergleichbar mit den Aufwendungen im umfassenden Kapazitätsmarkt. Gleiches gilt für die Änderungs- und Anpassungskosten, da aufgrund der Laufzeiten (bis 15 Jahre) Anpassungen langwierig und kostenintensiv sind. Die Erreichung dieser drei Subkriterien wird daher gleichbleibend niedrig bewertet.

Im **integrierten Energiemarktmodell** hingegen sind die Anbahnungskosten zunächst höher als bei einer Regelung durch einen zentralen Regulator. Sie bleiben jedoch durch die Nutzung von Strukturen und Verfahren analog zum existierenden Energy-Only-Markt begrenzt. Aufgrund der Marktmechanismen fallen die Informationskosten im Vergleich relativ gering aus. Das Subkriterium erreicht daher eine mittlere Erfüllung. Die Vereinbarungs- und Abwicklungskosten sind aufgrund der Produkt- und Vertragsfreiheit gegebenenfalls höher als in zentral gestalteten Modellen, es ist jedoch eine marktübliche Standardisierung zu erwarten, so kann auch diese Subkriterium mittel bewertet werden. Auch in diesem Modell muss eine Kontrollinstanz die tatsächliche

Leistungsbereitstellung kontrollieren, durch eine Anlehnung an existierende Bilanzkreisverfahren und entsprechende Ausgleichsmechanismen sind die Kosten im Vergleich jedoch gering. Hier wird daher eine hohe Zielerfüllung gesehen. Änderungs- und Anpassungskosten fallen aufgrund der marktbasieren, kurzfristigen Preisfindung vergleichsweise niedrig aus, so dass dieses Subkriterium ebenfalls gut bewertet wird.

Im Modell der **strategischen Reserve** erfolgt ebenfalls eine zentrale Ausschreibung durch den Regulator. Die Anbahnungs- und Informationsbeschaffungskosten für die Festlegung der Kapazitätsgröße sind jedoch im Vergleich geringer als in den Kapazitätsmarktmodellen, da nur eine Abschätzung über ein Teissegment notwendig ist. Die Vereinbarungskosten sind entsprechend gering, da auch hier nur eine einmalige Ausarbeitung durch den Regulator notwendig ist. Aufgrund der relativ geringen Kapazität in der strategischen Reserve fallen auch die Kosten für Abwicklung und Kontrolle sehr niedrig aus. Allerdings kann eine kostenbasierte Abrechnung der Arbeit je nach Detailausgestaltung aufwendig ausfallen. Die Kosten sind aber im Vergleich geringer als beim umfassenden Kapazitätsmarkt. Daher wird in all diesen Subkriterien eine hohe Erfüllung erreicht. Aufgrund der relativ geringen Kapazität ist der Kostenaufwand für Änderung und Anpassung geringer. Dies wird durch die kurzfristigen Ausschreibungs- und Bindungszeiträume für Kraftwerke bis 2016 verstärkt. Erst ab 2017 steigen die Kosten, da längerfristige Bindungszeiträume für ein bis zehn Jahre möglich werden, was zu einer mittleren Bewertung führt.

Transaktionskostenhöhe	Gewichtung	Umfassender Kapazitätsmarkt (EWI)	Fokussierter Kapazitätsmarkt (LBD Öko-Institut, Raue)	Integriertes Energiemarkt-Design (VKU)	Strategische Reserve (BMU/BDEW/BEE)
Anbahnungs-/ Informationskosten	20%	0,50	0,30	0,40	0,75
Vereinbarungskosten	20%	0,80	0,70	0,50	0,80
Abwicklungskosten	20%	0,20	0,30	0,60	0,70
Kontrollkosten	20%	0,20	0,20	0,70	0,65
Änderungskosten/ Anpassungskosten	20%	0,10	0,30	0,65	0,50
Bewertung Transaktionskostenhöhe	100%	0,36	0,36	0,57	0,68

Tabelle 5: Bewertung Transaktionskosten

Sowohl das umfassende als auch das fokussierte Kapazitätsmarktmodell erreichen trotz der guten Bewertung der Vereinbarungskosten nur eine niedrige mittlere Gesamtbewertung. Dies resultiert vor allem in den hohen Abwicklungs-, Kontroll- und Anpassungskosten und der niedrigen Erfüllung der Subkriterien. Die geringfügigen Unterschiede bei den Anbahnungs-, Informations- und Vereinbarungskosten nehmen daher keinen Einfluss auf die Gesamtbewertung der beiden Modelle. Aufgrund der marktnahen Ausgestaltung erreicht der integrierte Energiemarkt in den ersten drei Subkriterien mittlere, bei Kontroll- und Änderungskosten sogar hohe Erfüllung. Dies führt zu einer vergleichbar höheren mittleren Bewertung der Transaktionskostenhöhe. Durch die vergleichsweise geringe Kapazität werden nahezu alle Kostenkriterien in der strategischen Reserve sehr gut erfüllt, lediglich die Anpassungskosten werden aufgrund der später längeren Lauzeiten mittel bewertet. Insgesamt wird jedoch eine hohe Zielerfüllung erreicht.

## 5.5. Verteilungseffekte

Im Kriterium der Verteilungseffekte werden die Modelle anhand des Subkriteriums Balance, (Gewichtung: 30 %), die Wettbewerbsintensität (35 %) sowie die Belastung für Industrie- und private Endkunden (35 %) verglichen.

Im Modell des **umfassenden Kapazitätsmarktes** sichern Ausübungspreis und Call-Option den Lieferanten gegen zu hohe Strompreise ab. Für den Erzeuger besteht zusätzlich das Risiko, dass im Falle eines zu niedrigen Ausübungspreises und steigenden Rohstoffpreisen die Erlöse am Energy-Only-Markt nicht ausreichen und Erzeugern Verluste entstehen. Daher wird nur eine geringe Zielerfüllung im Subkriterium Balance erreicht. Durch die Gebotsvorgabe von null für Bestandskraftwerke, den Ausübungspreis und die Call-Option wird Marktmacht verhindert und Wettbewerb gefördert. Da es keine Unterscheidung zwischen Bestands- und Neuanlagen gibt, erscheint die Anreizung von Neubauten jedoch fragwürdig. Dennoch wird die Wettbewerbsintensität als hoch bewertet. Die Kraftwerkseffizienz verliert gegebenenfalls an Bedeutung, da Kosten über Leistung statt Arbeit abgerechnet werden. Auch scheint es zweifelhaft, ob Einsparungen der Lieferanten durch die Kompensation jenseits des Ausübungspreises tatsächlich an Kunden weitergegeben werden. Die Kostenumlage kann über Netzentgelte oder einen Leistungspreis weitergegeben werden. Das Subkriterium der Verbraucherbelastung wird daher niedrig bewertet.

Auch im **fokussierten Kapazitätsmarkt** besteht durch die Call-Option eine Absicherung gegen Überförderung bei hohen Strompreisen und Marktmacht. Für den Erzeuger besteht ebenfalls das Risiko, dass im Falle eines zu niedrigen Ausübungspreises und steigenden Rohstoffpreisen die Erlöse am Energy-Only-Markt nicht ausreichen und Erzeugern Verluste entstehen. Daher wird die Balance ebenfalls als niedrig bewertet. Durch Aufteilung in zwei Segmente (Bestands- und Neuanlagen) besteht zusätzlich die Möglichkeit des Ungleichgewichts und der Wettbewerb verringert sich. Daher erreicht das Subkriterium eine gute, aber etwas niedrigere Zielerfüllung. Die verringerte Bedeutung der Kraftwerkseffizienz könnte durch entsprechende Präqualifizierungsanforderungen ausgeglichen werden. Für Großkunden mit Lastmanagement ergeben sich zusätzliche Einnahmemöglichkeiten. Die

Kostenwälzung geschieht über die Übertragungsnetzentgelte oder eine zusätzliche Umlage. Insgesamt wird die Kundenbelastung mittel gewertet.

Aufgrund der wettbewerbliche Ausgestaltung ist das **integrierte Energiemarktdesign** relativ ausgeglichen. Gegebenenfalls ergibt sich ein leichter Vorteil für Erzeuger, da Preissensibilität bei Leistung geringer ist als bei Arbeit. Somit wird eine hohe Erfüllung des Subkriteriums Balance erreicht. Die Kraftwerkseffizienz verliert aufgrund der Vergütung für Leistung anstelle der Arbeit an Bedeutung. Die Wettbewerbsintensität ist jedoch aufgrund fehlender Zugangsbeschränkungen sehr hoch. Die Erreichung des Kriteriums wird sehr hoch bewertet. Großkunden können Kostensenkungspotentiale sowohl für Leistungszertifikate durch Lastmanagement als auch im Energy-Only-Markt erschließen. Für private Endkunden entstehen gegebenenfalls Preissteigerungen, da die Möglichkeit zur Reduzierung der Leistungszertifikate fehlt. Daher wird die Zielerreichung nur mittel bewertet.

Die **strategische Reserve** beinhaltet nur geringe Erzeugungskapazitäten, bis 2016 werden hier Bestandsanlagen bevorteilt. Auch regionale Komponenten können zu Bevorzugung einzelner Erzeugungseinheiten führen. Daher wird die Balance nur mittel bewertet. Jedoch bleibt ein intensiver Wettbewerb außerhalb der strategischen Reserve erhalten. Da nicht zwischen Bestands- und Neuanlagen unterschieden wird, ist die Wettbewerbsintensität aufgrund fehlender Zugangsbeschränkung groß. Das Subkriterium wird zu einem sehr hohen Grad erfüllt. Die Kraftwerkseffizienz verliert auch hier an Bedeutung, da Kosten über Leistung statt Arbeit abgerechnet werden. Der Effekt ist jedoch deutlich geringer und betrifft nur Kraftwerke in der strategischen Reserve. Die Belastung für die Industrie wie die privaten Endkunden ist aufgrund der geringen Kapazität vergleichbar niedrig. Die Umlage der Kosten erfolgt über Netzentgelte. Das Subkriterium der Verbraucherbelastung wird daher als gut bewertet.

Verteilungseffekte	Gewichtung	Umfassender Kapazitätsmarkt (EWI)	Fokussierter Kapazitätsmarkt (LBD Öko-Institut, Raue)	Integriertes Energiemarkt-Design (VKU)	Strategische Reserve (BMU/BDEW/BEE)
Balance Gewinner - Verlierer (Akteurssicht)	30%	0,30	0,20	0,70	0,60
Wettbewerbsintensität (Anzahl Marktteilnehmer), Verhinderung von Marktkonzentration/Marktmacht	35%	0,90	0,80	1,00	1,00
Belastung Industrie/private Endkunden	35%	0,30	0,40	0,50	0,75
Bewertung Verteilungseffekte	100%	0,51	0,48	0,74	0,79

**Tabelle 6: Bewertung Verteilungseffekte**

Aufgrund des Ungleichgewichtes zu Lasten der Erzeuger werden die beiden Kapazitätsmärkte in diesem Subkriterium niedrig bewertet. Beide erreichen zwar eine hohe Wettbewerbsintensität, da aber das umfassende bei der Verbraucherbelastung mittel und das fokussierte Modell niedrig bewertet werden, erreichen beide Kapazitätsmarktmodelle nur eine mittlere Erfüllung des Kriteriums. Sowohl das integrierte Energiemarktmodell als auch die strategische Reserven erreichen eine hohe Wettbewerbsintensität. Der Vorteil des integrierten Energiemarktes bei der Balance wird durch die geringere Verbraucherbelastung bei der



strategischen Reserve ausgeglichen. Beide Modelle erreichen insgesamt eine gute Bewertung im Kriterium Verteilungseffekte.

## 5.6. Institutionelle Passfähigkeit

Bei der institutionellen Passfähigkeit werden der Binnenmarkt und die Versorgungssicherheit (Gewichtung je 50%) im europäischen Rahmen betrachtet und die EU-Kompatibilität der Vorschläge bewertet.

Im Rahmen des **umfassenden** sowie des **fokussierten Kapazitätsmarktes** werden im EU-Binnenmarkt ausländische Erzeuger ohne Call-Option bei Preisen jenseits des Ausübungspreises bevorzugt. Sie sind jedoch bei niedrigeren Preisen schlechter gestellt, da sie keine Kapazitätszahlungen erhalten. Die Kompatibilität wird daher bei beiden niedrig bewertet. In Bezug auf die Versorgungssicherheit besteht das Risiko des Kapazitätsabbaus im Ausland aufgrund der verschlechterten Wettbewerbsfähigkeit ohne Kapazitätszahlungen, so dass auch dieses Subkriterium für beide nur eine niedrige Zielerreichung erfüllt.

Das **integrierte Energiemarktdesign** hingegen ist mit dem EU-Binnenmarkt kompatibel, da Strom gegebenenfalls über den Energy-Only-Markt auch aus dem Ausland bezogen werden kann. Ausländische Betreiber sind jedoch benachteiligt, wenn sie nicht am Leistungsmarkt teilnehmen können. Daher ist die gute Zielerfüllung im Vergleich etwas niedriger bewertet. Auf die Versorgungssicherheit ergeben sich weder signifikant positive noch signifikant negative Auswirkungen, eine Harmonisierung mit Nachbarstaaten ist leicht möglich. Eine hohe Erreichung des Kriteriums ist gegeben.

Die Rückwirkungen der **strategischen Reserve** auf den Energy-Only-Markt und somit den EU-Binnenmarkt sind sehr gering. Darüber hinaus ist eine Teilnahme ausländischer Kapazitäten denkbar. Auch kann die strategische Reserve ohne große Beeinflussung (abhängig vom Betrachtungszeitraum, hier bis ca. 2022) auf andere Märkte übertragen werden. Die Kompatibilität im Binnenmarkt ist daher sehr hoch. Auf die EU-weite Versorgungssicherheit ergeben sich weder signifikant positive noch signifikant negative Auswirkungen. Eine Harmonisierung mit Nachbarstaaten ist auch hier verhältnismäßig leicht möglich. Auch die Zielerreichung hoch bewertet.

Institutionelle Passfähigkeit	Gewichtung	Umfassender Kapazitätsmarkt (EWI)	Fokussierter Kapazitätsmarkt (LBD Öko-Institut, Raue)	Integriertes Energiemarkt-Design (VKU)	Strategische Reserve (BMU/BDEW/BEE)
EU-Kompatibilität: Binnenmarkt	50%	0,30	0,30	0,80	0,90
EU-Kompatibilität: Versorgungssicherheit	50%	0,10	0,10	0,75	0,75
Bewertung Institutionelle Passfähigkeit	100%	0,20	0,20	0,78	0,83

Tabelle 7: Bewertung institutionelle Passfähigkeit

Die EU-Kompatibilität in Bezug auf Binnenmarkt und Versorgungssicherheit ist im Kriterium institutionelle Passfähigkeit bei den Kapazitätsmarktmodellen sehr niedrig. Sowohl der integrierte Energiemarkt als auch die strategische Reserve erreichen in beiden Subkriterien und damit im Gesamtergebnis eine hohe Zielerfüllung.

## 5.7. Robustheit

Im Kriterium Robustheit werden Parametrisierungsaufwand, Reversibilität, Modifizierbarkeit, Sicherheit und Sensitivität der Modelle betrachtet (alle Subkriterien sind gleich gewichtet).

Beim **umfassenden Kapazitätsmarkt** ist der Parametrisierungsaufwand aufgrund nur zwei wesentlicher Parameter relativ gering, die Zielerfüllung des Subkriteriums somit hoch. Die Reversibilität und Modifizierbarkeit sind aufgrund der langen Zeiten von sieben Jahren Vorlauf und 15 Jahren Zahlung sehr schlecht. Eine Rückführung in den Energy-Only-Markt ist kaum möglich. Beide Subkriterien werden daher als niedrig erfüllt bewertet. Zusätzlich zum hohen Fehlerrisiko bei der Festlegung der notwendigen Gesamtkapazität sowie des Ausübungspreises besteht die Gefahr des Missbrauchs und der Überförderung bei einem falschen Ausübungspreis. Der Mechanismus reagiert nur sehr träge auf Markteinflüsse. Daher wird auch in den Subkriterien Sicherheit und Sensitivität nur eine niedrige Erfüllung des Kriteriums erreicht.

Im **fokussierten Kapazitätsmarkt** entsteht durch die getrennte Parametrisierung für das Bestands- und Neuanlagensegment durch die zusätzlichen Anforderungen an die Präqualifizierung zusätzlicher Aufwand. Trotzdem wird der Aufwand als gering bewertet, so dass die Erfüllung des Kriteriums ähnlich hoch wie beim umfassenden Modell ist. Auch hier besteht ein hohes Fehlerrisiko bei der Festlegung der notwendigen Gesamtkapazität sowie des Ausübungspreises. Jedoch ist die Reversibilität aufgrund der tranchierte Ausschreibung und kürzerer Laufzeiten für Bestandsanlagen (1-4 Jahre) besser. So sind auch die Konditionen für Bestandsanlagen bei kurzen Ausschreibungszeiten einfacher modifizierbar und die Präqualifizierungsanforderungen bei tranchierter Ausschreibung leichter änderbar. Für Neuanlagen sind jedoch Laufzeiten (bis 15 Jahre) und deren Auswirkungen vergleichbar mit dem umfassenden Modell. Die Zielerreichung bei Reversibilität und Modifizierbarkeit wird daher als mittel bewertet. Das Risiko der Fehleinschätzung bei Kapazität und Ausübungspreis sowie die träge Reaktion auf Markteinflüsse werden hier durch die tranchierte Ausschreibung abgeschwächt. Es besteht jedoch auch ein Risiko der Überförderung bei falschem Ausübungspreis, so dass bei Sicherheit und Sensitivität ebenfalls eine mittlere Zielerfüllung erreicht wird.

Im **integrierten Energiemarkt** ist der Parametrisierungsaufwand gering, da diese vor allem marktbasierend, ähnlich dem bestehenden Energy-Only-Markt, geschieht. Das Subkriterium wird hoch bewertet. Die Reversibilität wird besser bewertet als in den Kapazitätsmarktmodellen, da eine Rückführung in den Energy-Only-Markt vergleichbar einfach wäre. Insgesamt erreicht das Subkriterium dennoch nur eine mittlere Erfüllung. Die marktnahe Gestal-

tung birgt weniger Risiko für Fehlregulation und Modifizierungen sind einfacher. Das System reagiert darüber hinaus am besten auf Markteinflüsse. Modifizierbarkeit und Sensitivität werden daher hoch bewertet. Aufgrund der zusätzlich notwendigen Sicherheitsreserve wird jedoch im Subkriterium nur eine mittlere Erfüllung erreicht.

In der **strategischen Reserve** sind nur eine geringe Anzahl von relevanten Parametern (Gesamtkapazität, maximaler Zuschlagpreis, Methode zur Kalkulation der anzusetzenden Arbeitskosten) zu bestimmen. Aufgrund der geringen Gesamtkapazität sind die Auswirkungen geringer, die Reversibilität ist besser und die Modifizierbarkeit einfacher. Durch die unterschiedlich langen Bindungszeiträume verringert sich die Anzahl der langfristigen Bindungen. Die Subkriterien werden daher bis auf die Sensitivität hoch bewertet. Das System reagiert kurzfristiger sensibel auf regulatorische Eingriffe, jedoch kaum auf Markteinflüsse, da Strategische-Reserve-Kapazitäten aus dem Markt genommen sind und nicht zurückkehren können. Die Sensitivität erreicht somit nur eine mittlere Bewertung.

Robustheit	Gewichtung	Umfassender Kapazitätsmarkt (EWI)	Fokussierter Kapazitätsmarkt (LBD Öko-Institut, Raue)	Integriertes Energiemarkt-Design (VKU)	Strategische Reserve (BMU/BDEW/BEE)
Parametrisierungsaufwand	20%	0,80	0,70	0,90	0,90
Reversibilität (Bindungszeitraum)	20%	0,10	0,40	0,60	0,80
Anpassungsfähigkeit/ Modifizierbarkeit	20%	0,20	0,40	0,70	0,90
Sicherheit	20%	0,20	0,40	0,60	0,80
Sensitivität	20%	0,20	0,40	1,00	0,60
<b>Bewertung Robustheit</b>	<b>100%</b>	<b>0,30</b>	<b>0,46</b>	<b>0,76</b>	<b>0,80</b>

**Tabelle 8: Robustheit**

Im Kriterium Robustheit erreichen das integrierte Energiemarktmodell und die strategische Reserve eine hohe Erfüllung des Kriteriums. Während die strategische Reserve in der Sensitivität nur eine mittlere Bewertung erreicht, erreichen die Subkriterien der Sicherheit und Reversibilität im integrierten Energiemarkt nur eine mittlere Erfüllung. Der umfassende wie der fokussierte Kapazitätsmarkt erreichen nur im Parametrisierungsaufwand eine hohe Zielerfüllung. Insbesondere aufgrund der langen Laufzeiten und Bindefristen sowie des Fehlerrisikos erreicht das fokussierte Modell in allen anderen Subkriterien eine mittlere, das umfassende Modell sogar nur eine niedrige Bewertung.

## 5.8. Gesamtbewertung der Modellvorschläge

Kriterien	Gewichtung	Umfassender Kapazitätsmarkt (EWI)	Fokussierter Kapazitätsmarkt (LBD Öko-Institut)	Integriertes Energiemarkt-Design (VKU)	Strategische Reserve (BMU/BDEW/BEE)
Effektivität	20%	0,90	0,90	0,90	0,90
Effizienz	20%	0,39	0,52	0,64	0,93
Transformationsbeitrag	20%	0,24	0,63	0,59	0,69
Transaktionskostenhöhe	10%	0,36	0,36	0,57	0,68
Verteilungseffekte	10%	0,51	0,48	0,74	0,79
Institutionelle Passfähigkeit	10%	0,20	0,20	0,78	0,83
Robustheit	10%	0,30	0,46	0,76	0,80
Gewichtete Gesamt-Bewertung	100%	0,44	0,56	0,71	0,81

**Tabelle 9: Gewichtetet Gesamt-Bewertung der Modellvorschläge**

In der Gesamtbewertung der Modellvorschläge werden nun die Ergebnisse der Bewertungen der einzelnen Kriterien zusammengeführt und nochmals gewichtet: Effektivität, Effizienz und Transformationsbeitrag jeweils mit 20 %, Transaktionskostenhöhe, Verteilungseffekte, institutionelle Passfähigkeit und Robustheit jeweils mit 10 %. Hieraus ergibt sich dann die rechnerische Gesamtbewertung.

Kein Unterschied in der Erfüllung des Kriteriums besteht bei der **Effektivität**. Alle verglichenen Modelle erreichen Versorgungssicherheit und werden daher einheitlich positiv bewertet.

Im Kriterium der **Effizienz** erreicht lediglich die strategische Reserve in allen Subkriterien einen hohen Erfüllungsgrad und daher die höchste Gesamtbewertung. Ebenfalls eine hohe Erfüllung des Kriteriums erreicht das integrierte Energiemarkt-Design. Im Vergleich fällt diese aufgrund der mittleren Bewertung der Subkriterien Systemintegrationskosten und Strompreis jedoch niedriger aus. Eine mittlere Gesamtbewertung erreicht der fokussierte Kapazitätsmarkt aufgrund der guten Bewertung der Kapazitätskosten sowie der mittleren Erfüllung der Systemintegrationskosten. Im Subkriterium Strompreis wird aufgrund der Strompreisbeeinflussung durch den Ausübungspreis jedoch nur eine niedrige Erfüllung erreicht. Aus denselben Gründen erhält auch der umfassende Kapazitätsmarkt beim Strompreis eine niedrige Bewertung. Im Vergleich wird hier auch die Systemintegration niedriger bewertet, da eine Steuerung durch weitere Anforderungen nicht vorgesehen ist. Eine mittlere Bewertung erreicht jedoch das Subkriterium Kapazitätskosten, so dass der umfassende Kapazitätsmarkt bei der Effizienz insgesamt nur eine niedrigere mittlere Bewertung erreicht.

In allen Subkriterien des **Transformationsbeitrages** erreicht das umfassende Kapazitätsmarktmodell nur niedrige Erfüllungsgrade, entsprechend niedrig fällt die Gesamtbewertung

aus. Im Vergleich erreicht der fokussierte Kapazitätsmarkt aufgrund der Präqualifikationsanforderungen und weiterer Steuerungs- und Gestaltungsmöglichkeiten hohe und mittlere Erfüllungsgrade der Subkriterien. Im Speicherkriterium jedoch wird aufgrund der fehlenden Preisvolatilität am Energy-Only-Markt nur eine niedrige Erfüllung erreicht. Der integrierte Energiemarkt erfüllt aufgrund der wettbewerblichen Gestaltung die Ziele der Erzeugungsflexibilität und des Lastmanagements sehr gut. Insgesamt wird aber aufgrund der mittleren Bewertung der Subkriterien Speicher und Stromsparen sowie der niedrigen Bewertung der Emissionsreduzierung nur eine mittlere Erfüllung des Kriteriums erreicht. Im Vergleich erreicht die strategische Reserve in nahezu allen Subkriterien eine hohe Bewertung, da die Einflüsse auf die Anreize durch den Energy-Only-Markt am geringsten ausfallen. Aufgrund der fehlenden Aussage zu Regelungen der Treibhausgasemissionen der Kraftwerke in der strategischen Reserve wird hier nur eine mittlere Erfüllung erreicht. Insgesamt wird in der strategischen Reserve das Kriterium Transformationsbeitrag am besten erfüllt.

Das umfassende und das fokussierte Kapazitätsmarktmodell erreichen im Kriterium der **Transaktionskosten** eine niedrige mittlere Gesamtbewertung. Bei beiden Modellen werden die Vereinbarungskosten gut bewertet. Aufgrund der hohen Abwicklungs-, Kontroll- und Anpassungskosten werden diese Subkriterien jedoch nur gering erfüllt. Die geringen Unterschiede bei den Anbahnungs-, Informations- und Vereinbarungskosten schlagen sich daher in der Gesamtbewertung der beiden Modelle nicht wesentlich nieder. Das Modell des integrierten Energiemarktdesigns erreicht durch seine marktnahen Ausgestaltung in den Subkriterien Anbahnungs-/Informationskosten, Vereinbarungs- und Abwicklungskosten eine mittlere Erfüllung. Bei Kontroll- und Änderungskosten wird sogar eine hohe Erfüllung des Kriteriums erreicht. Dies führt zu einer vergleichbar höheren mittleren Bewertung der Transaktionskostenhöhe. Die strategische Reserve erreicht durch die vergleichbar geringe Kapazität in nahezu alle Kostenkriterien einen hohen Erfüllungsgrad, lediglich die Anpassungskosten werden aufgrund der später längeren Laufzeiten mittel bewertet. Insgesamt wird jedoch die beste Zielerfüllung erreicht.

Im Kriterium der **Verteilungseffekte** werden die beiden Kapazitätsmärkte aufgrund des Ungleichgewichtes zu Lasten der Erzeuger im Subkriterium Balance niedrig bewertet. Sie erreichen beide eine hohe Wettbewerbsintensität. Die Zielerreichung bei der Belastung für Industrie und Endkunden wird aufgrund der Kostenverschiebung von Arbeit zu Leistung im umfassenden Modell mittel, im fokussierten Modell sogar niedrig bewertet. Insgesamt erreichen beide Kapazitätsmarktmodelle eine mittlere Erfüllung des Kriteriums. Sowohl das integrierte Energiemarktmodell als auch die strategische Reserven erreichen hingegen eine hohe Erfüllung im Kriterium Verteilungseffekte. Die Wettbewerbsintensität ist in beiden Modellen hoch. Der Vorteil des integrierten Energiemarktes bei der Balance wird durch die geringere Verbraucherbelastung bei der strategischen Reserve ausgeglichen.

Im Kriterium **institutionelle Passfähigkeit** erreichen beide Kapazitätsmarktmodelle bei der EU-Kompatibilität in Bezug auf Binnenmarkt und Versorgungssicherheit eine sehr niedrige Erfüllung. Ausländische Erzeuger, die nicht der Call-Option unterliegen, werden bei Preisen jenseits des Ausübungspreises bevorzugt. Sie erhalten zwar keine Kapazitätzahlungen, aber

die Preisspitzen voll abschöpfen können. Sie sind jedoch bei niedrigeren Preisen schlechter gestellt, da sie keine Kapazitätszahlungen erhalten, es besteht das Risiko des Kapazitätsabbaus im Ausland aufgrund der verschlechterten Wettbewerbsfähigkeit ohne Kapazitätszahlungen. Dies verringert die dortige Versorgungssicherheit. Sowohl der integrierte Energiemarkt als auch die strategische Reserve erreichen in beiden Subkriterien und damit im Gesamtergebnis hingegen eine hohe Zielerfüllung, da die Wechselwirkungen gering und eine Harmonisierung gegebenenfalls relativ einfach wäre.

Das integrierte Energiemarktmodell und die strategische Reserve erreichen auch im Kriterium **Robustheit** eine hohe Erfüllung des Kriteriums. Während die strategische Reserve in der Sensitivität nur eine mittlere Bewertung erreicht, erreichen die Subkriterien der Sicherheit und Reversibilität im integrierten Energiemarkt nur eine mittlere Erfüllung. Aufgrund der langen Laufzeiten und Bindefristen sowie des Fehlerrisikos erreicht das fokussierte Modell in allen anderen Subkriterien eine mittlere, das umfassende Modell sogar nur eine niedrige Bewertung. Nur im Parametrisierungsaufwand erreichen beide Modelle eine hohe Zielerfüllung. Insgesamt wird daher die Robustheit des umfassenden Kapazitätsmarkts niedrig, des fokussierten Kapazitätsmarkts mittel bewertet.

Zusammenfassend wird bei der strategischen Reserve die höchste Zielerfüllung in allen Kriterien und in der Gesamtbewertung erreicht. Auch das integrierte Energiemarktdesign erreicht eine hohe Gesamtbewertung. Diese fällt lediglich aufgrund der mittleren Erfüllung der Kriterien Transformationsbeitrag und Transaktionskostenhöhe etwas niedriger aus. Das umfassende und das fokussierte Kapazitätsmarktmodell erreichen nur eine mittlere Gesamtbewertung, wobei das umfassende Modell aufgrund der niedrigen Zielerfüllung im Kriterium Robustheit und der geringeren Erreichung im Kriterium Transformationsbeitrag etwas schwächer bewertet wird.

## 6. Fazit

In der Studie wurden vier Strommarktdesignvorschläge miteinander verglichen und ihre Zielerreichung in sieben Kriterien (Effektivität, Effizienz, Transformationsbeitrag, Transaktionskosten, Verteilungseffekte, institutionelle Passfähigkeit, Robustheit) bewertet. Im Vergleich erhält die strategische Reserve dabei die beste Bewertung. Die Frage nach der grundsätzlichen Notwendigkeit einer Weiterentwicklung des aktuellen Strommarktdesigns mit kapazitiven Mechanismen wurde dabei nicht erörtert oder analysiert.

Wird jedoch von einer grundsätzlichen Notwendigkeit der Anpassung des aktuellen Strommarktdesigns ausgegangen, empfiehlt sich die Weiterentwicklung bestehender Mechanismen zur strategischen Reserve. Diese erzielt von den betrachteten Strommarktmodellen die höchste Erreichung der in der Studie untersuchten Kriterien. Generell sollten regulatorische Eingriffe in einen noch vergleichsweise jungen und sich im Zuge der Energiewende stark wandelnden (europäischen) Markt mit gebotener Vorsicht vorgenommen werden.

Für das Strommarktmodell der strategischen Reserve spricht auch, dass sie die Möglichkeit einer schrittweisen Einführung und Erweiterung erlaubt. Die betrachteten umfassenden und fokussierten Kapazitätsmarktmodelle oder das integrierte Energiemarkt-Design bedeuten größere (regulatorische) Eingriffe und Veränderungen des derzeitigen Strommarktdesigns. Mit der strategischen Reserve hingegen ist eine effektive und zugleich behutsame und evolutionäre Weiterentwicklung des deutschen (und auch europäischen) Strommarktes unter Gewährleistung der bei allen Vorschlägen angestrebten Versorgungssicherheit möglich. Zudem werden mit der strategischen Reserve die untersuchten Ziele im Vergleich zu den anderen Vorschlägen am besten erreicht. Durch die hohe Anpassungsfähigkeit der strategischen Reserve ist das Modell in der Lage, auf heute noch nicht abschließend absehbare Entwicklungen in anderen Bereichen der Energiewirtschaft wie Netzausbau, Netzdienstleistungen, Emissionshandel, Effizienzsteigerungen, Emissionshandel, Speicher etc. bestmöglich zu reagieren. Zudem ließe die strategische Reserve auch die Weiterentwicklung zu einem anderen der betrachteten Vorschläge zu, sollte sich später die Notwendigkeit hierfür abzeichnen.

Als einer der nächsten Schritte vor der Einführung weitreichender kapazitiver Mechanismen in das bestehende Strommarktdesign empfiehlt sich die wissenschaftliche Klärung der Frage nach der Notwendigkeit dieser Mechanismen frei von Akteursinteressen.

## 7. Quellen

[BMU 2013]

Hrsg. Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit, Hrsg. Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft, Hrsg. Bundesverband Erneuerbare Energien e.V., „Märkte stärken, Versorgung sichern, Konzept für die Umsetzung einer Strategischen Reserve in Deutschland“, Mai 2013,

[http://www.bee-ev.de/\\_downloads/publikationen/sonstiges/2013/20130513\\_Fachdialog\\_Strategische\\_Reserve.pdf](http://www.bee-ev.de/_downloads/publikationen/sonstiges/2013/20130513_Fachdialog_Strategische_Reserve.pdf), abgerufen am 29.10.2013

[BMWi 2013]

Hrsg. Bundesministeriums für Wirtschaft und Technologie, „Bericht des Kraftwerksforums an die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder – Mittel- bis langfristig ausreichende Sicherstellung von Erzeugungskapazitäten“, 28. Mai 2013  
<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/B/bericht-kraftwerksforum,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>, abgerufen am 29.10.2013

[EWI 2012]

Hrsg. Energiewirtschaftliches Institut an der Universität zu Köln (EWI), „Untersuchungen zu einem zukunftsfähigen Strommarktdesign“, März 2012 ,

<http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Publikationen/endbericht-untersuchungen-zu-einem-zukunftsaehigen-strommarktdesign,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf> , abgerufen am 29.10.2013

[LBDÖKO 2012]

Hrsg. Öko-Institut e.V., Hrsg. LBD-Beratungsgesellschaft mbH, Hrsg. RAUE LLP, „Fokussierte Kapazitätsmärkte. Ein neues Marktdesign für den Übergang zu einem neuen Energiesystem“, 08. Oktober 2012,

<http://www.oeko.de/oekodoc/1586/2012-442-de.pdf> , abgerufen am 29.10.2013

[VKU 2013]

Hrsg. enervis energy advisors GmbH, Hrsg. BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH, „Ein zukunftsfähiges Energiemarktdesign für Deutschland, Langfassung“, 01. März 2013,

[www.vku.de/fileadmin/get/?24103/EMD\\_Gutachten\\_\\_Langfassung.pdf](http://www.vku.de/fileadmin/get/?24103/EMD_Gutachten__Langfassung.pdf) , abgerufen am 29.10.2013



## 8. Anhang: Bewertungstabellen

Effektivität	Umfassender Kapazitätsmarkt (EWI)	Fokussierter Kapazitätsmarkt (LBD Öko-Institut, Raue)	Integriertes Energiemarkt-Design (VKU)	Strategische Reserve (BMU/BDEW/BEE)
Versorgungssicherheit/ Dynamische Lastdeckung	Versorgungssicherheit wird erreicht. Die Gefahr besteht, dass sich der Regulator bei der notwendigen Gesamtkapazität verschätzt und dass bezuschlagte Neubauprojekte nicht realisiert werden.	Versorgungssicherheit wird erreicht. Die Gefahr besteht, dass sich der Regulator bei der notwendigen Gesamtkapazität verschätzt und dass bezuschlagte Neubauprojekte nicht realisiert werden.	Versorgungssicherheit wird über Marktmechanismen erreicht, jedoch per se nicht garantiert. Zusätzliche Absicherung über Sicherheitsreserve.	Versorgungssicherheit wird erreicht. Die Gefahr besteht, dass sich der Regulator bei der notwendigen Gesamtkapazität verschätzt und dass bezuschlagte Neubauprojekte nicht realisiert werden.

Tabelle 10: Bewertungsbegründung Effektivität

Effizienz	Umfassender Kapazitätsmarkt (EWI)	Fokussierter Kapazitätsmarkt (LBD Öko-Institut, Raue)	Integriertes Energiemarkt-Design (VKU)	Strategische Reserve (BMU/BDEW/BEE)
Kapazitätskosten	+ Descending-clock-Auktion, Bestandsanlagen müssen mit 0 bieten => Begrenzt Kosten und verhindert Marktmacht - Perfekter Regulator muss Ausübungspreis (Stromhöchstpreis), festlegen => Gefahr, dass durch zu geringen Ausübungspreis die Kapazitätskosten übermäßig steigen. (Festlegung Ausübungspreis: Festlegung ex ante oder post unklar)	+ Descending-clock-Auktion + Keine Beschränkung der Teilnahme am EOM-Markt -> höheres Angebot, mehr Wettbewerb > geringere Kosten + Call Option, zu Abschöpfung von Mehrerlösen (zu definieren) am EOM-Markt - Gefahr, dass der Ausübungspreis der Call-Option zu hoch angesetzt ist -> Mehrkosten	+ Wettbewerb am Leistungsmarkt => kostensensitiv - weitere Kosten für zusätzliche Sicherheitsreserve	+ Wettbewerbliche Ausschreibung + Vergütung der Arbeit auf Kostenbasis (Ermittlung der Kostenbasis im Detail nicht ausgestaltet -> Regulierung?) + Vergleichsweise geringere Kapazität im Mechanismus (aktuell: ca. 4 GW) + Wettbewerb der Anlagen um Aufnahme in den Mechanismus + keine weiteren Kapazitätsreserven notwendig o gemeinsame Ausschreibung für Bestands- und Neuanlagen
Systemintegrationskosten	- Integration von EE und DSM im Kapazitätsmechanismus schwierig durch den Ausübungspreis begrenzten Anreize am Spotmarkt verhindern Nutzung von Kostensenkungspotentialen o Bei separater Betrachtung und Abzug der Gesamtfähigkeit der EE vom Kapazitätsbedarf kein Einfluss - bei Integration der EE in das Modell Ausbauziele deutlich gefährdet, da Kosten für EE nicht darstellbar, da keine gesicherte Leistung geboten werden kann.	o Modell trifft keine Aussage zur Förderung von EE-Anlagen, Fortbestand des EEG möglich + Zusätzliche Flexibilitätsanforderung für Neuanlagen in der Präqualifizierung der Kapazitäten hinsichtlich Kaltstartfähigkeit, Lastgradienten, Teillastwirkungsgrade + Einbindung von DSM in Kapazitätsmechanismus -> aber: zusätzliche Kapazitätskosten o Ausbau weiterhin außerhalb des fokussierten Kapazitätsmarkts gesteuert - Kein Anreiz im fokussierten Kapazitätsmarkt	+Systemintegration durch wettbewerbliche Gestaltung hoch (vor allem DSM und Speicher) - Ausschreibung- und Auktionsmodell => Reduzierung der Investitionssicherheit, höhere Kosten durch Risikoaufschläge und Bevorzugung kapitalstarker Unternehmen in der gesamten Wertschöpfungskette => gefährdet die Ausbauziele	Anforderung (Präqualifizierung): + sicher verfügbar + gesicherte Brennstoffversorgung + nach Abruf ausreichend schnell verfügbar (max. 10 h) + ggf. mit regionaler (netzabhängiger) Komponente ausgestaltbar => Notwendige Verfügbarkeit und Flexibilität der Kapazitäten in der SR zur Systemintegration EE, Anreiz weiterer Flexibilität wie DSM, Speicher indirekt über (volatile) Preissignale am EOM => Schaffung von Wettbewerb um Flexibilität => geringe Kosten für Systemintegration o Ausbau EE weiterhin außerhalb SR gesteuert - Kein Anreiz in der SR
Strompreis (Börse)	ja, die Kraftwerke nehmen auch am EOM teil. + Dispatch über EOM - Abhängigkeit der Preisbildung von Ausübungspreis - Festlegung des Ausübungspreises durch den Regulator => Gefahr, dass die Großhandelspreise zu niedrig werden, wenn der Ausübungspreis zu niedrig gewählt wird, Markt wird illiquide, die Kosten für Kapazitäten steigen	ja, die Kraftwerke nehmen auch am EOM teil + Dispatch über EOM - Abhängigkeit der Preisbildung von Ausübungspreis - Festlegung des Ausübungspreises durch den Regulator => Gefahr, dass die Großhandelspreise zu niedrig werden, wenn der Ausübungspreis zu niedrig gewählt wird, Markt wird illiquide, die Kosten für Kapazitäten steigen	+ preissenkend auf EOM, Kraftwerke nehmen an beiden Märkten teil - Keine Auswirkung auf EUA-Preis, dieser verliert zusätzlich an Bedeutung, da Kosten-und-Erlös-Anteile vom EOM in den Leistungsmarkt verschoben werden -Kraftwerkskosteneffizienz verliert ggf. an Bedeutung, da Zahlung über Leistung statt Arbeit.	Keine Teilnahme am und wenn keine Rückkehr in EOM -> kein Preiseinfluss. Preiseinfluss möglich, sofern Kapazität früher als notwendig aus EOM in SR wechseln.

Tabelle 11: Bewertungsbegründung Effizienz

Transformationsbeitrag	Umfassender Kapazitätsmarkt (EWI)	Fokussierter Kapazitätsmarkt (LBD Öko-Institut, Raue)	Integriertes Energiemarkt-Design (VKU)	Strategische Reserve (BMU/BDEW/BEE)
Flexibilität der Erzeugung	- je nach Höhe des Ausübungspreises Verlagerung der Kosten von EOM in den Kapazitätsmarkt => Last-Flexibilisierung wird nicht angereizt	+ Flexibilität der Erzeugung gewährleistet über Anforderungen (Präqualifizierung) möglich + gezielte Einbindung von DSM in den Mechanismus - je nach Höhe des Ausübungspreises Verlagerung der Kosten von EOM in den Kapazitätsmarkt	- Über höheren Leistungspreis weniger Anreiz für Verbrauchsflexibilisierung. + flexible Erzeugung wird angereizt durch Möglichkeit, Leistungsbereitstellung schneller anzupassen.	+ Flexibilität der Erzeugung gewährleistet über Anforderungen (Präqualifizierung an SR-Anlagen) o indirekter Anreiz für DSM, Speicher über Volatilität der EOM-Preise
DSM	- nein, fehlende Volatilität in EOM - Kapazitätsmechanismus schwer zu integrieren	+ im fokussierten Kapazitätsmarkt gezielt integriert	+ nur bei Großkunden, die Leistungszertifikate reduzieren können	o indirekter Anreiz für DSM, Speicher über Volatilität der EOM-Preise
Speicher	- nein, fehlende Volatilität in EOM - in Kapazitätsmechanismus schwer zu integrieren	o keine explizite Aussage zur Einbeziehung von Speichern - fehlende Volatilität in EOM	+ können Leistungszertifikate anbieten, wenn Produkte klein genug strukturiert. -geringerer Spread am EOM-Markt	o indirekter Anreiz für DSM, Speicher über Volatilität der EOM-Preise
Anreiz Stromsparen	- nein, bei Verrechnung über Leistungspreis sinkt der Anreiz, bei Verrechnung über Netzgebühren bleibt er gleich. Durch Kappung der Preisspitzen und Senkung des Preisrisikos für die Lieferanten gehen jedoch Anreize verloren.	+ ja, sofern Umlage oder Netzentgelte weiterhin mengenbezogen sind - kein gezielter Anreiz zum Stromsparen in angebotsschwachen Zeiten	- nur Großverbraucher bei Reduzierung Leistungszertifikate, bei Vollversorgung sinkt der Anreiz.	+ ja, sofern Strompreisspitzen an die Kunden weitergegeben werden
Emissionen THG	- nein, da EUA-Preis nur an EOM relevant, dieser verliert Bedeutung. Auch ist kein Mechanismus zur Steuerung des Kraftwerksneubaus implementiert.	ja, sofern ausreichende Anforderungen an Kapazitäten in der Präqualifizierung	- nein, da EUA-Preis nur an EOM relevant, dieser verliert Bedeutung. Auch ist kein Mechanismus zur Steuerung des Kraftwerksneubaus implementiert.	o kein gezielter Ansatz im Modell beschrieben, über entsprechende Anforderung an die Präqualifikation für SR-Kapazitäten integrierbar. Für Anlagen im EOM wie bisher.

**Tabelle 12: Bewertungsbegründung Transformationsbeitrag**

Transaktionskostenhöhe	Umfassender Kapazitätsmarkt (EWI)	Fokussierter Kapazitätsmarkt (LBD Öko-Institut, Raue)	Integriertes Energiemarkt-Design (VKU)	Strategische Reserve (BMU/BDEW/BEE)
Anbahnungs-/Informationskosten	+Zentrale Ausschreibung durch Regulator => Anbahnungskosten niedrig - Informationsbeschaffungskosten für Festlegung Kapazitätsgröße und Ausübungspreis hoch.	+ Zentrale Ausschreibung in zwei Segmenten (Bestands- und Neuanlagen) durch Regulator => Anbahnungskosten höher als bei umfassendem Kapazitätsmechanismus - Informationsbeschaffungskosten für Festlegung Kapazitätsgröße und Ausübungspreis hoch	- Anbahnungskosten etwas höher als bei zentralem Regulator + begrenzt, da Analog zu EOM + Informationskosten relativ gering	+ Zentrale Ausschreibung durch Regulator - Informationsbeschaffungskosten für Festlegung Kapazitätsgröße, aber niedriger als bei umfassenden Kapazitätsmärkten, da nur Abschätzung über Teilssegment notwendig => Anbahnungskosten niedrig
Vereinbarungskosten	+ gering, da einmalige Ausarbeitung durch Regulator	+ gering, da einmalige Ausarbeitung durch Regulator für zwei Segmente	o aufgrund Produkt- und Vertragsfreiheit ggf. höher als zentrale Ausgestaltung, aber marktübliche Standardisierung zu erwarten.	gering, da einmalige Ausarbeitung durch Regulator
Abwicklungskosten	- hoch, da Geldflüsse bei Call-Option von Erzeuger über Regulator zu Lieferant	- hoch, da Geldflüsse bei Call-Option von Erzeuger über Regulator	o aufgrund Produkt- und Vertragsfreiheit ggf. höher als zentrale Ausgestaltung, aber marktübliche Standardisierung zu erwarten.	+ geringer, da relativ geringere Kapazität in SR - Kostenbasierte Abrechnung der Arbeit kann je nach Detailsausgestaltung aufwendiger ausfallen, aber geringer als bei umfassendem Kapazitätsmarkt
Kontrollkosten	- hoch, da Regulator Bereitstellung der Kapazitäten, Strombezüge der Lieferanten sowie die Produktionsmengen der Erzeuger in Zeiten der Preise über Ausübungspreis prüfen muss	- hoch, da Regulator Bereitstellung der Kapazitäten, Strombezüge der Lieferanten sowie die Produktionsmengen der Erzeuger in Zeiten der Preise über Ausübungspreis prüfen muss	- Kontrollinstanz muss tatsächliche Leistungsbereitstellung kontrollieren + durch Anlehnung an BK und entsprechend Ausgleichsmechanismen im Vergleich gering	+ relativ geringer, da geringere Kapazität in SR
Änderungskosten/Anpassungskosten	- hoch, da aufgrund der langen Ausschreibung (5-7 Jahre Vorlauf) und Laufzeiten (15 Jahre) Anpassungen langwierig und kostenintensiv sind	- hoch, da aufgrund der Laufzeiten (bis 15 Jahre) Anpassungen teilweise langwierig und kostenintensiv sind	+ gering, da marktbasierter, kurzfristige Preisfindung	+ geringer, da relativ geringere Kapazität in SR + gering bis 2016, da kurzfristige Ausschreibung/Bindung von Kraftwerken - höher ab 2017, da längerfristige Bindung möglich für 1 bis 10 Jahre

Tabelle 13: Bewertungsbegründung Transaktionskosten

Verteilungseffekte	Umfassender Kapazitätsmarkt (EWI)	Fokussierter Kapazitätsmarkt (LBD Öko-Institut, Raue)	Integriertes Energiemarkt-Design (VKU)	Strategische Reserve (BMU/BDEW/BEE)
Balance Gewinner - Verlierer (Akteurssicht)	- Bei zu niedrigem Ausübungspreis und steigenden Rohstoffpreisen EOM-Erlöse evtl. nicht ausreichend => Verluste beim Erzeuger + Absicherung Lieferanten gegen zu hohe Strompreise durch den Ausführungspreis und Call-Option	- Bei zu niedrigem Ausübungspreis und steigenden Rohstoffpreisen => Verluste beim Erzeuger am EOM + Absicherung bei hohen Strompreisen gegen Überförderung durch Call-Option - Möglichkeit der Imbalance durch Aufteilung in zwei Segmente (Bestands- und Neuanlagen)	+ Durch wettbewerbliche Ausgestaltung relativ ausgeglichen - evtl. leichter Vorteil Erzeuger, da geringere Preissensibilität bei Leistung als bei Arbeit	+ Wettbewerb außerhalb der SR - nur Erzeugungskapazitäten in SR - mind. bis 2016 Bevorteilung von Bestandskraftwerken - ggf. Bevorteilung über regionale Komponente o Abrechnung der Arbeit auf Kostenbasis => Erlöse nur für Erzeuger, Kosten tragen Verbraucher über Netzentgelte
Wettbewerbsintensität (Anzahl Marktteilnehmer), Verhinderung von Marktkonzentration/ Marktmacht	+ Gebotsvorgabe von 0 für Bestandskraftwerke, Ausübungspreis und Call-Option verhindern Marktmacht. Anreizung von Neubau jedoch fragwürdig. Keine Unterscheidung zwischen Alt/Neu. Kraftwerkseffizienz verliert ggf. an Bedeutung, da Zahlung über Leistung statt Arbeit.	- Aufteilung des Gesamtmarkts in Bestands- und Neuanlagensegmente -> Verringerung des Wettbewerbs + Call-Option verhindert Marktmacht/Überförderung - Kraftwerkseffizienz verliert an Bedeutung (sofern nicht in Präqualifizierung gefordert), da Zahlung über Leistung statt Arbeit.	+ hoch, keine Zugangsbeschränkung. -Anreizung von Neubau jedoch fragwürdig. - Kraftwerkseffizienz verliert ggf. an Bedeutung, da Zahlung über Leistung statt Arbeit.	+ hoch, keine Zugangsbeschränkung. Keine Unterscheidung zwischen Alt/Neu. Kraftwerkseffizienz verliert ggf. an Bedeutung, da Zahlung über Leistung statt Arbeit.
Belastung Industrie/ private Endkunden	- Zweifelhaft, ob Einsparungen der Lieferanten durch die Kompensation jenseits des Ausübungspreises an Kunden weitergegeben werden o Umlage über Netzentgelte oder Leistungspreis	+ Zusätzliche Einnahmemöglichkeit für Großkunden mit DSM - Kostenwälzung auf Übertragungsnetzentgelte oder zusätzliche Umlage	+ für Großkunden mit DSM Kostensenkungspotential für Leistungszertifikate und im EOM - für Endkunden ggf. Preissteigerung und sinkender Anreiz zu Stromsparen bei höherem	+ relativ geringer, da geringere Kapazität in SR o Umlage der Kosten über Netzentgelte

**Tabelle 14: Bewertungsbegründung Verteilungseffekte**

Institutionelle Passfähigkeit	Umfassender Kapazitätsmarkt (EWI)	Fokussierter Kapazitätsmarkt (LBD Öko-Institut, Raue)	Integriertes Energiemarkt-Design (VKU)	Strategische Reserve (BMU/BDEW/BEE)
EU-Kompatibilität: Binnenmarkt	- Ausländische Erzeuger ohne Call-Option bevorzugt bei Preisen jenseits Ausübungspreis. Sind jedoch schlechter gestellt bei niedrigeren Preisen, da sie keine Kapazitätszahlungen erhalten.	- Ausländische Erzeuger ohne Call-Option bevorzugt bei Preisen jenseits Ausübungspreis. Sind jedoch schlechter gestellt bei niedrigeren Preisen, da sie keine Kapazitätszahlungen erhalten.	+ Kompatibel, da Strom ggf. über EOM auch aus dem Ausland bezogen wird. -Ausländische Betreiber sind ggf. benachteiligt, wenn sie nicht am Leistungsmarkt teilnehmen können.	+ geringe Rückwirkung der SR auf EOM + Teilnahme ausländischer Kapazitäten möglich + SR kann auf andere Märkte ohne große Beeinflussung (abhängig vom Betrachtungszeitraum, hier bis ca. 2022) übertragen werden
EU-Kompatibilität: Versorgungssicherheit	- Gefahr des Kapazitätsabbaus im Ausland aufgrund verschlechterter Wettbewerbsfähigkeit ohne Kapazitätszahlung	- Gefahr des Kapazitätsabbaus im Ausland aufgrund verschlechterter Wettbewerbsfähigkeit ohne Kapazitätszahlung	o weder signifikant positive noch signifikant negative Auswirkungen + Möglichkeit der Harmonisierung mit Nachbarstaaten	o weder signifikant positive noch signifikant negative Auswirkungen + Möglichkeit der Harmonisierung mit Nachbarstaaten

**Tabelle 15: Bewertungsbegründung institutionelle Passfähigkeit**

Robustheit	Umfassender Kapazitätsmarkt (EWI)	Fokussierter Kapazitätsmarkt (LBD Öko-Institut, Raue)	Integriertes Energiemarkt-Design (VKU)	Strategische Reserve (BMU/BDEW/BEE)
Parametrisierungsaufwand	+ relativ gering, nur 2 wesentliche Parameter. - hohes Fehlerrisiko bei Festlegung der notwendigen Gesamtkapazität sowie des Ausübungspreises	- höherer Aufwand, da Parametrisierung für Bestands- und Neuanlagensegment - zusätzlich Anforderungen an Präqualifizierung - hohes Fehlerrisiko bei Festlegung der notwendigen Gesamtkapazität sowie des Ausübungspreises	+ Vor allem marktbasierend, ähnlich bestehendem EOM => daher gering - aber für Auktion/Ausschreibung EE	+ geringe Anzahl von relevanten Parametern (Gesamtkapazität, maximaler Zuschlagpreis, Methode zur Kalkulation der anzusetzenden Arbeitskosten) + geringe Gesamtkapazität der SR
Reversibilität (Bindungszeitraum)	- lange Laufzeiten 7 Jahre Vorlauf, 15 Jahre Zahlung), Rückführung in EOM kaum möglich.	+ nur kurze Laufzeiten für Bestandsanlagen (1-4 Jahre) - für Neuanlagen lange Laufzeiten (bis 15 Jahre) + tranchierte Ausschreibung für Bestandsanlagen	+ relativ gut rückführbar, wenn EOM ausreichend	+ relativ geringere Gesamtkapazität + unterschiedlich lange Bindungszeiträume (weniger langfristige Bindungen)
Anpassungsfähigkeit/Modifizierbarkeit	- lange Ausschreibungszeiten => nur geringfügig modifizierbar	+ modifizierbar bei kurzen Ausschreibungszeiten + Präqualifizierungsanforderungen leichter änderbar bei tranchierter Ausschreibung - bei langen Ausschreibungszeiten nur geringfügig modifizierbar	+ gut anpassbar, da marktnah	+ gut anpassbar, da relativ geringere Gesamtkapazität + wenige Parameter
Sicherheit	- hohes Risiko der Fehleinschätzung Kapazität und Ausübungspreis - Gefahr des Missbrauchs bei falschem Ausübungspreis	- hohes Risiko der Fehleinschätzung Kapazität und Ausübungspreis (wird abgeschwächt durch tranchierte Ausschreibung) - Gefahr des Missbrauchs bei falschem Ausübungspreis	+ durch marktnahe Gestaltung wenig Gefahr für Fehlregulation - Zusätzliche Sicherheitsreserve notwendig	o keine Aussage => Absicherung durch entsprechende Überkapazitäten notwendig, relativ geringer
Sensitivität	- Gefahr der Überförderung bei falschem Ausübungspreis - aufgrund der Laufzeiten (bis 15 Jahre) nur träge Reaktion auf Markteinflüsse	- Gefahr der Überförderung bei falschem Ausübungspreis - aufgrund der Laufzeiten (bis 15 Jahre) nur träge Reaktion auf Markteinflüsse, abgemildert durch tranchierte Ausschreibung	+ reagiert sehr gut auf Markteinflüsse	+ kurzfristiger sensibel auf regulatorische Eingriffe - kaum Markteinflüsse, da SR-Kapazitäten aus dem Markt genommen sind

**Tabelle 16: Bewertungsbegründung Robustheit**



[www.energybrainpool.com](http://www.energybrainpool.com)

Tobias Huschke, Thorsten Lenck

Energy Brainpool GmbH & Co. KG  
Heylstraße 33, 10825 Berlin, Germany

Telefon +49 (0)30 76 76 54 -10

Fax +49 (0)30 76 76 54 -20

[kontakt@energybrainpool.com](mailto:kontakt@energybrainpool.com)