



Bundesministerium  
für Wirtschaft  
und Energie



---

# Ein Strommarkt für die Energiewende

---

*Ergebnispapier des Bundesministeriums  
für Wirtschaft und Energie (Weißbuch)*



## Impressum

### Herausgeber

Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)  
Öffentlichkeitsarbeit  
11019 Berlin  
[www.bmwi.de](http://www.bmwi.de)

### Gestaltung und Produktion

PRpetuum GmbH, München

### Stand

Juli 2015

### Druck

Silberdruck oHG, Niestetal

### Bildnachweis

designsoliman – Fotolia.com (Titel),  
Bundesregierung/Bergmann (S. 2)

Diese Broschüre ist Teil der Öffentlichkeitsarbeit des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie. Sie wird kostenlos abgegeben und ist nicht zum Verkauf bestimmt. Nicht zulässig ist die Verteilung auf Wahlveranstaltungen und an Informationsständen der Parteien sowie das Einlegen, Aufdrucken oder Aufkleben von Informationen oder Werbemitteln.



Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie ist mit dem audit berufundfamilie® für seine familienfreundliche Personalpolitik ausgezeichnet worden. Das Zertifikat wird von der berufundfamilie gGmbH, einer Initiative der Gemeinnützigen Hertie-Stiftung, verliehen.



Diese und weitere Broschüren erhalten Sie bei:  
Bundesministerium für Wirtschaft und Energie  
Referat Öffentlichkeitsarbeit  
E-Mail: [publikationen@bundesregierung.de](mailto:publikationen@bundesregierung.de)  
[www.bmwi.de](http://www.bmwi.de)

### Zentraler Bestellservice:

Telefon: 030 182722721

Bestellfax: 030 18102722721

# Inhalt

<b>Vorwort</b> .....	<b>2</b>
<b>Zusammenfassung</b> .....	<b>4</b>
<b>Summary</b> .....	<b>6</b>
<b>Einleitung</b> .....	<b>8</b>
<b>Teil I: Ergebnisse der Konsultation des Grünbuchs</b> .....	<b>10</b>
Kapitel 1: Sowieso-Maßnahmen und Kapazitätsreserve stoßen auf große Zustimmung.....	13
Kapitel 2: Bei der Grundsatzentscheidung bestehen unterschiedliche Positionen, aber gemeinsame Anliegen.....	22
<b>Teil II: Grundsatzentscheidung: Strommarkt 2.0</b> .....	<b>32</b>
Kapitel 3: Gründe für den Strommarkt 2.0.....	34
Kapitel 4: Bausteine des Strommarktes 2.0.....	52
<b>Teil III: Strommarkt 2.0: Die Umsetzung</b> .....	<b>58</b>
Kapitel 5: Konkrete Maßnahmen.....	59
Kapitel 6: Zukünftige Handlungsfelder.....	85
<b>Teil IV: Weiteres Verfahren</b> .....	<b>94</b>
Fachliche Unterstützung.....	96
Abkürzungsverzeichnis.....	97
Quellenverzeichnis.....	102

# Vorwort



Deutschlands Stromversorgung muss kostengünstig und verlässlich bleiben, gerade und erst recht wenn zunehmend Wind- und Sonnenstrom in den Markt kommt. Denn die Bürgerinnen und Bürger, der Mittelstand und die Industrie verlassen sich darauf, dass der Strom fließt, wenn sie ihn brauchen, und dass am Monatsende eine erschwingliche Stromrechnung ins Haus kommt. Eine nachhaltige Stromversorgung, und damit meine ich eine langfristig ökonomische, ökologische und sichere Stromversorgung, ist Grundlage für Jobs und Wohlstand.

In diesem Sinne haben wir gleich zu Beginn der Legislaturperiode das Erneuerbare-Energien-Gesetz überarbeitet und damit erstmals die Kostendynamik durchbrochen. Und in diesem Sinne haben wir im vergangenen Oktober das Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ zur breiten öffentlichen Diskussion gestellt. Das Strommarktdesign ist das Fundament der Stromversorgung. Hier wird Strom verkauft und gekauft. Hier entscheidet sich der Preis und damit die Wirtschaftlichkeit unserer Stromversorgung. Hier entscheidet sich auch, ob zu jeder Zeit ausreichend Strom verfügbar ist – und damit die Verlässlichkeit unserer Stromversorgung.

Das Strommarktdesign ermöglicht eine wirtschaftliche Stromversorgung, wenn es einen fairen und europäischen Wettbewerb aller Stromanbieter und Stromkonsumenten zulässt. Dank der Konsultation des Grünbuchs und den zahlreichen Veranstaltungen konnten wir große Übereinstimmung in der deutschen Öffentlichkeit, unseren Nachbarländern und der EU-Kommission erzielen, dass bestehende Barrieren, die diesem Wettbewerb entgegenstehen, abgebaut werden sollen. Wir werden den Strommarkt zu einem „Strommarkt 2.0“ weiterentwickeln, damit er den Herausforderungen der Zukunft gewachsen ist. Wir machen ihn fit für die Energiewende. Im vorliegenden Weißbuch buchstabieren wir nun die verschiedenen Maßnahmen aus, die den Strommarkt 2.0 Realität werden lassen. Noch in diesem Jahr werden wir das Strommarktgesetz auf den Weg bringen, das die Maßnahmen legislativ umsetzt.

Das Strommarktdesign ist das Fundament für eine sichere Stromversorgung, wenn es ausreichend Investitionen in gesicherte Leistung anregt. Derzeit haben wir in Europa und Deutschland mehr als genug Kraftwerke und gesicherte Leistung, um die Stromnachfrage immer decken zu können. Deutschland hat eine der sichersten Stromversorgungen der Welt. Damit das so bleibt, brauchen wir nicht unbedingt mehr Kraftwerke, sondern flexible Kapazitäten. Denn Flexibilität ist die Antwort auf die wetterabhängigen erneuerbaren Energien. Mit dem Strommarkt 2.0 ermöglichen wir einen fairen Wettbewerb aller Flexibilitätsoptionen. Das sind unter anderem flexible Kraftwerke und flexible Verbraucher, KWK, Speicher und der europäische Stromhandel. Und wir ermöglichen, dass sich diese flexiblen Kapazitäten über den Markt finanzieren können. Darüber hinaus legt das Weißbuch Eckpunkte für eine Kapazitätsreserve vor. Sie soll den Strommarkt 2.0 zusätzlich absichern, denn doppelt hält besser.

Nach Abwägung vieler Argumente in einer überaus intensiven Diskussion der vergangenen Monate sprechen wir uns mit dem Weißbuch klar für einen Strommarkt 2.0, abgesichert durch eine Kapazitätsreserve, und gegen die Einführung eines Kapazitätsmarktes aus. Kapazitätsmärkte können einen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten; das ist unbestritten. Dennoch konservieren sie bestehende Strukturen, statt den Strommarkt fit zu machen für die Herausforderungen der Zukunft und der Energiewende. Kapazitätsmärkte können zudem zu Kostendynamiken führen, die wir unbedingt vermeiden müssen, wenn uns an erschwinglichen Strompreisen gelegen ist.

Ich danke Ihnen für die lebhafteste und konstruktive Diskussion, rund 700 Antworten auf die Konsultation des Grünbuchs und die vielen guten Gespräche zum Strommarktdesign. Sie haben mit Ihren Beiträgen unschätzbaren Mehrwert für die Energiewende geschaffen. Lassen Sie uns so weiterarbeiten, denn die Energiewende kann nur gelingen, wenn wir offen und ehrlich miteinander sprechen und zusammenarbeiten.

Ihr



Sigmar Gabriel

Bundesminister für Wirtschaft und Energie

# Zusammenfassung

**Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat eine breite Konsultation zum Strommarkt der Zukunft durchgeführt.** Im Fokus steht die Frage, welches Strommarktdesign auch bei hohen Anteilen erneuerbarer Energien eine sichere, kostengünstige und umweltverträgliche Versorgung mit Strom gewährleisten kann. Zur Vorbereitung der Diskussion hat das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi) im Oktober 2014 ein Grünbuch veröffentlicht und dieses bis März 2015 öffentlich zur Konsultation gestellt. Das transparente Verfahren ist auf sehr großes Interesse gestoßen: Verbände, Gewerkschaften, Unternehmen, Forschungseinrichtungen, Behörden sowie Bürgerinnen und Bürger haben sich an der Konsultation beteiligt. Insgesamt sind rund 700 Stellungnahmen eingegangen.

**Das BMWi hat die Konsultation umfassend ausgewertet.** Das Weißbuch legt eine detaillierte Auswertung der Konsultation vor. Die Beiträge lassen klare Trends erkennen: Die Teilnehmer äußern breite Zustimmung zu den im Grünbuch vorgeschlagenen Sowieso-Maßnahmen und der Kapazitätsreserve. Bei der Grundsatzentscheidung über einen zusätzlichen Kapazitätsmarkt beziehen die Konsultationsteilnehmer unterschiedliche Positionen. Sie teilen aber drei Anliegen: Das zukünftige Strommarktdesign soll Versorgungssicherheit gewährleisten, Kosten begrenzen sowie Innovationen und Nachhaltigkeit ermöglichen.

**Der bestehende Strommarkt wird zu einem Strommarkt 2.0 weiterentwickelt.** Diese Grundsatzentscheidung beruht auf der Konsultation des Grünbuchs, den vorliegenden Gutachten sowie zahlreichen Gesprächen mit gesellschaftlichen Akteuren. Das BMWi lehnt einen Kapazitätsmarkt ab und bekennt sich zum liberalisierten, europäischen Strommarkt.

**Der Strommarkt 2.0 gewährleistet Versorgungssicherheit.** Im Strommarkt 2.0 können sich die benötigten Kapazitäten über die Marktmechanismen refinanzieren. Zu diesem Ergebnis kommen verschiedene Gutachten im Auftrag des BMWi. Die Refinanzierung funktioniert unter zwei Voraussetzungen: Erstens müssen sich die Strompreise am Markt weiterhin frei bilden; zweitens müssen Stromlieferanten starke Anreize dafür haben, ihre Lieferverpflichtungen zu erfüllen.

**Der Strommarkt 2.0 ist kostengünstiger als ein Stromversorgungssystem mit zusätzlichem Kapazitätsmarkt und er ermöglicht Innovationen und Nachhaltigkeit.**

Kapazitätsmärkte sind anfällig für Regulierungsfehler und erschweren die Transformation des Energiesystems. Ein Strommarkt 2.0 benötigt keinen Eingriff in die Marktmechanismen und ist somit weniger anfällig für Fehler. Im Wettbewerb setzen sich die für die Integration der erneuerbaren Energien kostengünstigsten Lösungen durch. Der Strommarkt 2.0 setzt so Anreize für neue Geschäftsfelder und nachhaltige Lösungen.

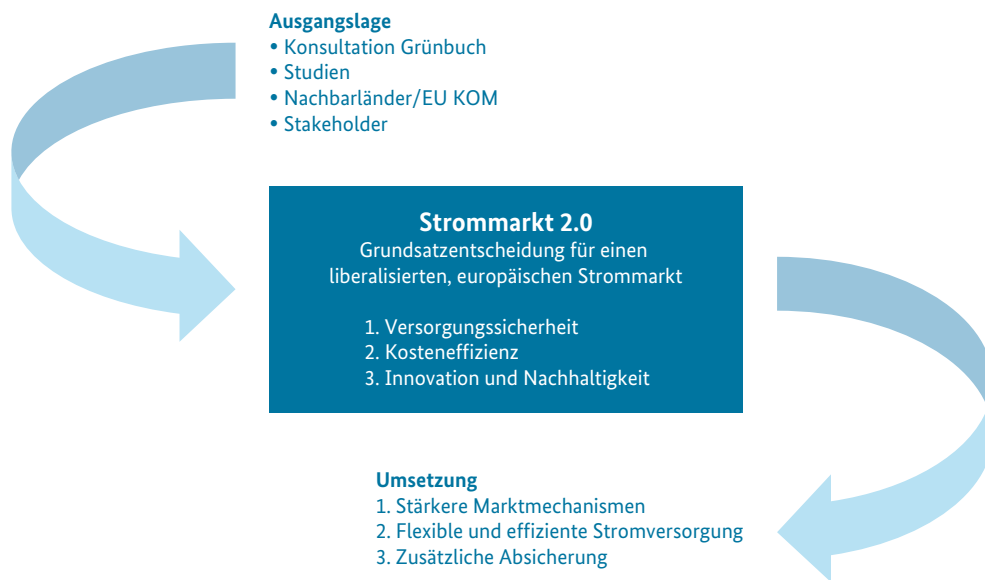
**20 konkrete Maßnahmen setzen den Strommarkt 2.0 um.**

Die freie Preisbildung am Strommarkt wird im Energiewirtschaftsgesetz verankert. Gleichzeitig erhalten Marktakteure stärkere Anreize, ihre Stromlieferungen abzusichern. Diese ersten Maßnahmen stärken die bestehenden Marktmechanismen. Dadurch kann der Strommarkt aus sich heraus die benötigten Kapazitäten refinanzieren. Eine Reihe weiterer Maßnahmen sorgt für eine flexible und effiziente Stromversorgung. Dazu gehören beispielsweise neue Kooperationsfelder für die europäischen Strommärkte, die Weiterentwicklung der Regelenergiemärkte und die Ausgestaltung der Netzentgelte, damit dieses marktdienliche Verhalten auf der Nachfrageseite ermöglichen. Eine Kapazitätsreserve sichert den Strommarkt 2.0 ab. Im Unterschied zum Kapazitätsmarkt umfasst die Kapazitätsreserve nur Kraftwerke, die nicht am Strommarkt teilnehmen und den Wettbewerb und die Preisbildung nicht verzerren. Ein Monitoring der Versorgungssicherheit sorgt für zusätzliche Sicherheit.

**Die Energiewende wird den Strommarkt 2.0 immer wieder neu herausfordern.** Die Integration des europäischen Binnenmarktes für Strom soll vorangetrieben werden. Geeignete Rahmenbedingungen können die Förderkosten für erneuerbare Energien senken. Fossile Kraftwerke bekommen eine neue zentrale Rolle als Partner der erneuerbaren Energien. Die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr werden in Zukunft stärker gekoppelt. Als Konsequenz dieser Veränderungen verschiebt sich die Perspektive auf das Strommarktdesign: Andere Ziele der Energiewende wie die Steigerung der Energieeffizienz müssen im Strommarktdesign berücksichtigt werden. Durch eine gute Koordination können zudem die Herausforderungen der Energiewende für Markt und Netz gemeinsam gemeistert werden.

**Das BMWi diskutiert das Weißbuch mit den relevanten Akteuren.** Hierzu lädt das BMWi zu einer Diskussionsveranstaltung im Rahmen der Plattform Strommarkt im Sommer 2015 ein. Insbesondere die Maßnahmen für den Strommarkt 2.0 werden vertieft diskutiert. Auch erörtert das BMWi das Weißbuch mit den Bundestagsfraktionen, den Ländern, den Nachbarländern und der Europäischen Kommission. An das Weißbuch schließt sich die notwendige Gesetzgebung an. Noch in diesem Jahr folgen Regelungsvorschläge für die entsprechenden Änderungen auf Gesetzes- und Verordnungsebene.

**Abbildung 1: Strommarkt 2.0 auf einen Blick**



Quelle: Eigene Darstellung

# Summary

**The Federal Ministry for Economic Affairs and Energy has undertaken a broad consultation process regarding the future electricity market.** The process focuses on the question, which electricity market design will be able to guarantee a secure, low-cost and environmentally compatible electricity supply when a large share of the power is derived from renewable energy sources. To prepare for this debate, the Federal Ministry for Economic Affairs and Energy published a Green Paper in October 2014 and consulted it until March 2015. This transparent procedure encountered a high level of interest: government authorities, associations, trade unions, companies, research establishments and individual citizens participated in the consultation process. In total, the ministry received some 700 comments on the Green Paper.

**The Federal Ministry for Economic Affairs and Energy evaluated the consultation thoroughly.** The White Paper contains a detailed evaluation of the consultation. The contributions reveal clear trends: the participants express broad agreement with the no-regret measures proposed in the Green Paper and the capacity reserve. Regarding the fundamental decision on an additional capacity market, the participants took different stances. However, they share three goals: the future electricity market design should ensure security of supply, limit costs and enable innovations and sustainability.

**The existing electricity market is being developed into an electricity market 2.0.** This fundamental decision is based on the Green Paper's consultations, on existing expert reports and on numerous discussions with stakeholders. The Federal Ministry for Economic Affairs and Energy rejects a capacity market and is committed to the liberalised, European electricity market.

**The electricity market 2.0 ensures security of supply.** The necessary capacities in the electricity market 2.0 can be remunerated via the market mechanisms. Various expert reports commissioned by the ministry arrive at this finding. The remuneration requires two preconditions: firstly, electricity pricing must remain free; secondly, electricity suppliers must have strong incentives to meet their supply commitments.

**The electricity market 2.0 is cheaper than an electricity supply system with an additional capacity market, and it enables innovation and sustainability.** Capacity markets are susceptible to regulatory failure and make it more difficult to transform the energy system. An electricity market 2.0 does not require any intervention in the market mechanism and is thus less susceptible to regulatory failure. A competitive system will bring out the cheapest solutions for the integration of renewable energy sources. As a result, the electricity market 2.0 creates incentives for new fields of business and sustainable solutions.

**Twenty measures implement the electricity market 2.0.** Free pricing on the electricity market is anchored in the Energy Industry Act. At the same time, market players get stronger incentives to meet their supply commitments. These measures strengthen the existing market mechanisms. As a consequence, the electricity market is able to remunerate the necessary capacities. A number of further measures ensure a flexible and efficient electricity system. These include new fields of cooperation for the European electricity markets, the further development of balancing markets and the design of the grid fees in order to allow for more market-based demand-side management. A capacity reserve safeguards the electricity market 2.0. It is designed to exist on a stand-alone basis, separate from the electricity market. A monitoring of security of supply gives additional security.

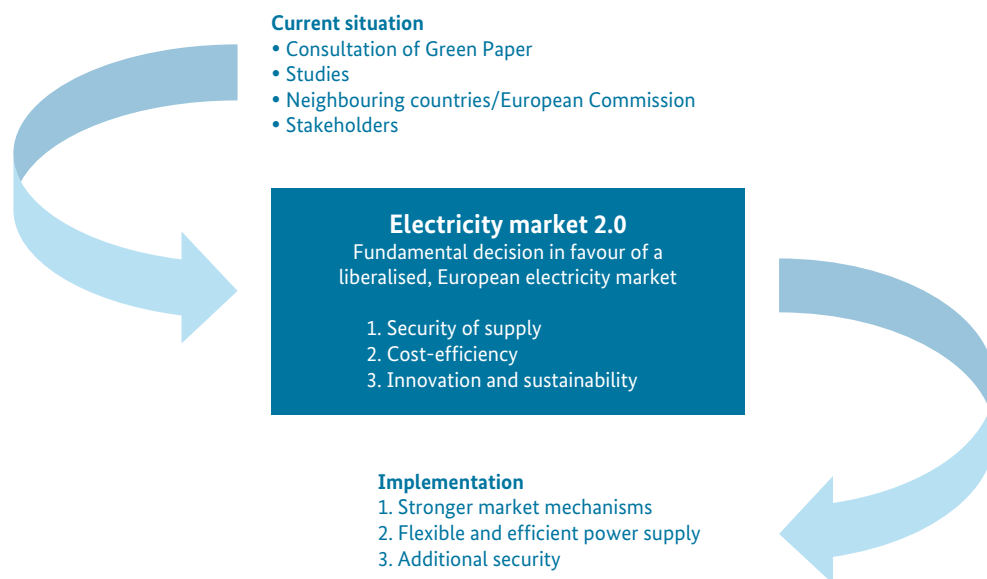
**The energy transition will keep posing challenges to the electricity market 2.0.** The integration of the European internal market for electricity will be continued. An appropriate policy framework can reduce the amount of funding needed for renewables. Fossil-fuel power plants acquire a new, central role as partners of renewables. In future, there will be a greater linkage between the sectors of electricity, heat and transport. As a consequence, the perspective on electricity market design shifts: the design must take account of other goals of the energy transition, such as boosting energy efficiency. Good coordination can enable markets and grids to meet the challenges posed by the energy transition.



**The Federal Ministry of Economic Affairs and Energy will discuss the White Paper with the relevant stakeholders.**

The Ministry will discuss the White Paper in the context of the Electricity Market Platform this summer. In particular, the deliberations will focus in more detail on the measures for the electricity market 2.0. Also, the Ministry will discuss the White Paper with the parliamentary groups in the Bundestag, the Länder, the neighbouring countries and the European Commission. The necessary legislation will then follow. The proposals for the relevant legislative changes (laws and ordinances) will be put forward before the end of this year.

**Figure 1: Electricity market 2.0 at a glance**



Source: Own chart

# Einleitung

Das Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“ vom Oktober 2014 war der Auftakt einer strukturierten Diskussion über das zukünftige Strommarktdesign. Das Grünbuch stellt Aufgabe und Funktionen des Strommarktes vor und zeigt Optionen auf, wie diese zukünftig sicher erfüllt werden können. Dabei gelten drei übergeordnete Ziele: Die Stromversorgung soll sicher, kosteneffizient und umweltverträglich erfolgen.

**Der Strommarkt muss jederzeit Erzeugung und Verbrauch synchronisieren.** In den kommenden Jahren durchläuft der Strommarkt eine Phase des Übergangs. Erneuerbare Energien werden stärker ausgebaut und übernehmen mehr Verantwortung in der Stromversorgung, die Nutzung der Kernenergie zur Stromerzeugung in Deutschland endet 2022 und die europäischen Strommärkte wachsen weiter zusammen.

**Auch in der vor uns liegenden Übergangsphase muss der Strommarkt Erzeugung und Verbrauch zuverlässig zusammenbringen.** Er muss dafür sorgen, dass ausreichend Kapazitäten vorhanden sind, um jederzeit Angebot und Nachfrage auszugleichen (Vorhaltefunktion). Zusätzlich müssen diese Kapazitäten zur richtigen Zeit und im erforderlichen Umfang eingesetzt werden (Einsatzfunktion). Um die Einsatzfunktion zu optimieren, hat das Grünbuch eine Reihe von so genannten Sowieso-Maßnahmen vorgestellt. Diese Maßnahmen sind in jedem Fall sinnvoll und wichtig für den sich wandelnden Strommarkt.

**Das Grünbuch hat eine Grundsatzentscheidung vorbereitet.** Dabei geht es um die Frage, ob die Preissignale des Strommarktes die richtigen Anreize setzen, damit ausreichende Kapazitäten vorgehalten werden. Das Grünbuch skizziert zwei Optionen für das zukünftige Strommarktdesign: einen weiterentwickelten Strommarkt (**Strommarkt 2.0**) oder einen zusätzlichen Markt, der ausschließlich die Vorhaltung von Kapazität vergütet (**Kapazitätsmarkt**).

**Das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie hat sich nach Abwägung aller Argumente entschlossen, den bestehenden Strommarkt zum Strommarkt 2.0 weiterzuentwickeln.** Es wird einen glaubwürdigen Rahmen schaffen, auf den Investoren vertrauen können und in dem Stromkunden in eigener Verantwortung bestimmen, wie viele Kapazitäten vorgehalten werden.

Das vorliegende Weißbuch erläutert, begründet und konkretisiert die Entscheidung für den Strommarkt 2.0:

- **Die wesentlichen Ergebnisse der Konsultation stellt Teil I vor** (Kapitel 1 – 2): Das BMWi erhebt dabei keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Ein separates Konsultationsdokument stellt die Detailauswertung dar.
- **Die Entscheidung für einen weiterentwickelten Strommarkt (Strommarkt 2.0), den eine Kapazitätsreserve zusätzlich absichert, erläutert und begründet Teil II** (Kapitel 3 – 4): Drei Bausteine entwickeln den bestehenden Strommarkt zum Strommarkt 2.0:
  1. **Der Baustein „Stärkere Marktmechanismen“:** Er stärkt die bestehenden Marktmechanismen, sodass der Strommarkt aus sich heraus die benötigten Kapazitäten refinanziert und Versorgungssicherheit gewährleistet.
  2. **Der Baustein „Flexible und effiziente Stromversorgung“:** Er sorgt dafür, dass die Marktakteure die Kapazitäten kosteneffizient und umweltverträglich einsetzen. Relevant dabei ist nicht nur das Strommarktdesign im engen Sinne, sondern auch der gesamte Ordnungsrahmen für den Stromsektor.
  3. **Der Baustein „Zusätzliche Absicherung“:** Er sichert den Strommarkt 2.0 mit einer Kapazitätsreserve und einem Monitoring der Versorgungssicherheit zusätzlich ab.
- **Die drei Bausteine für den Strommarkt 2.0 konkretisiert Teil III.** Kapitel 5 präsentiert die zentralen Maßnahmen zur Weiterentwicklung des Strommarktes, die kurzfristig ergriffen werden sollten. Mittelfristig erforderliche, weitergehende Maßnahmen stellt Kapitel 6 vor. Es gibt einen Ausblick auf die wesentlichen zukünftigen Handlungsfelder.

**Das BMWi wird das Weißbuch mit den relevanten Akteuren diskutieren.** In der Plattform Strommarkt und in weiteren Gesprächen wird das BMWi den Austausch mit den Akteuren fortsetzen und vertiefen.



# Teil I: Ergebnisse der Konsultation des Grünbuchs

Teil I fasst die Ergebnisse der Konsultation des Grünbuchs zusammen. Die Mehrheit der 696 Stellungnahmen begrüßt die im Grünbuch vorgeschlagenen Sowieso-Maßnahmen und die Kapazitätsreserve (Kapitel 1). Bei der Grundsatzentscheidung unterscheiden sich die Positionen, aber es bestehen gemeinsame Anliegen: Das zukünftige Strommarktdesign soll Versorgungssicherheit gewährleisten, Kosten begrenzen sowie Innovation und Nachhaltigkeit ermöglichen (Kapitel 2).

## Die Auswertung der Konsultation

**Das BMWi hat die Konsultation sorgfältig ausgewertet.** Mit der umfassenden Auswertung setzt das BMWi seinen transparenten Prozess zur Gestaltung des zukünftigen Strommarktes fort, den es mit dem Grünbuch begonnen hat. Zudem haben verschiedene Institutionen, die im Anhang aufgeführt werden, das BMWi bei der Auswertung der Stellungnahmen unterstützt.

**Teil I fasst die Ergebnisse der Konsultation zusammen.** Dabei erhebt das BMWi keinen Anspruch auf Vollständigkeit. Dies betrifft insbesondere die Zuordnung der Positionen. Zudem sind einzelne Aussagen in dieser Zusammenfassung notwendigerweise vereinfacht und gekürzt dargestellt. Zur besseren Lesbarkeit wurden die Namen der Konsultationsteilnehmer abgekürzt. Ein Abkürzungsverzeichnis findet sich auf den Seiten 97ff.

**Eine detaillierte Auswertung der Konsultation bietet ein separates Konsultationsdokument.** Das Dokument kann auf der Homepage des BMWi heruntergeladen werden<sup>1</sup>. Auf der Homepage des BMWi finden sich auch in voller Länge die Stellungnahmen, deren Autoren einer Veröffentlichung zugestimmt haben<sup>2</sup>.

**Die Auswertung berücksichtigt sämtliche Stellungnahmen.** Im Weißbuch werden aber ausschließlich Stellungnahmen zitiert, die veröffentlicht werden konnten. Privatpersonen wurden anonymisiert.

## Die Konsultation zeichnet sich durch eine rege und breite Teilnahme aus

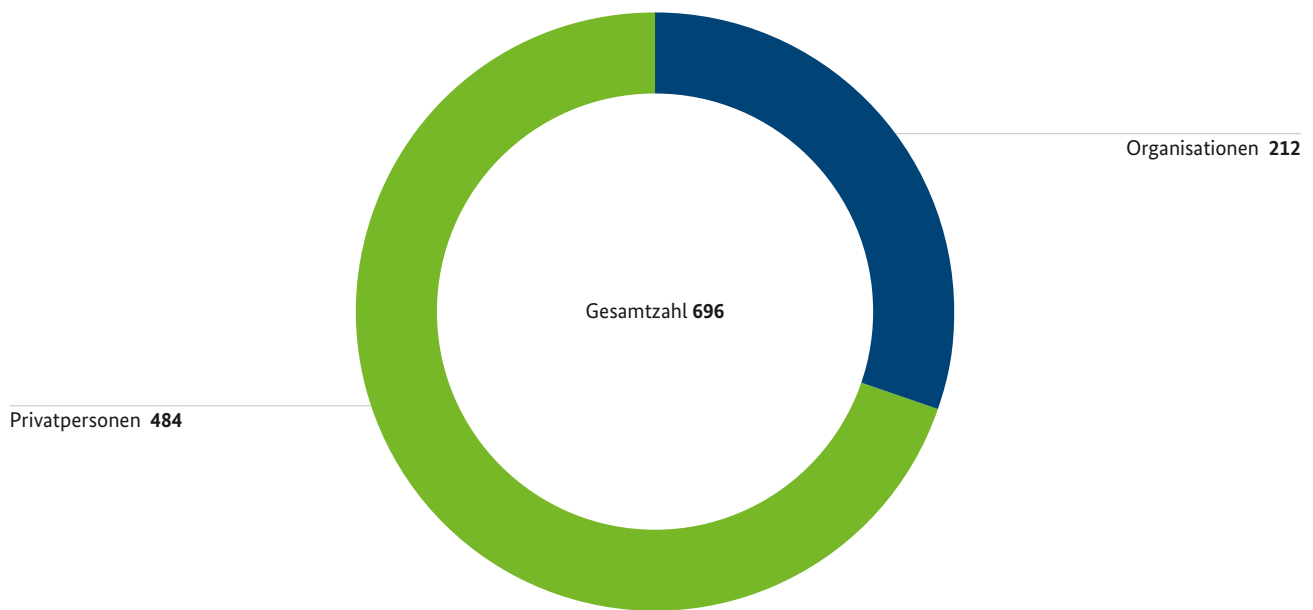
**696 Teilnehmer haben zum Grünbuch Stellung genommen.** 484 Privatpersonen und 212 Organisationen haben ihre Position zum zukünftigen Strommarkt in einer Stellungnahme erläutert (siehe Abbildung 2). 592 der 696 Konsultationsnehmer haben ihr Einverständnis gegeben, ihren Beitrag auf der Homepage des BMWi zu veröffentlichen.

**Die Teilnehmer kommen aus Deutschland und europäischen Ländern.** Neben Privatpersonen haben verschiedene Organisationen zum Grünbuch Stellung genommen: Verbände, Gewerkschaften, Unternehmen, Forschungseinrichtungen, Behörden und Bürgerinitiativen (siehe Abbildung 3). Dazu zählen auch europäische Akteure wie beispielsweise das Schweizerische Bundesamt für Energie, das Dänische Ministerium für Klima, Energie und Bau, das Tschechische Ministerium für Industrie und Handel, Energie-Control Austria oder das finnische Unternehmen Wärtsilä Power Plants.

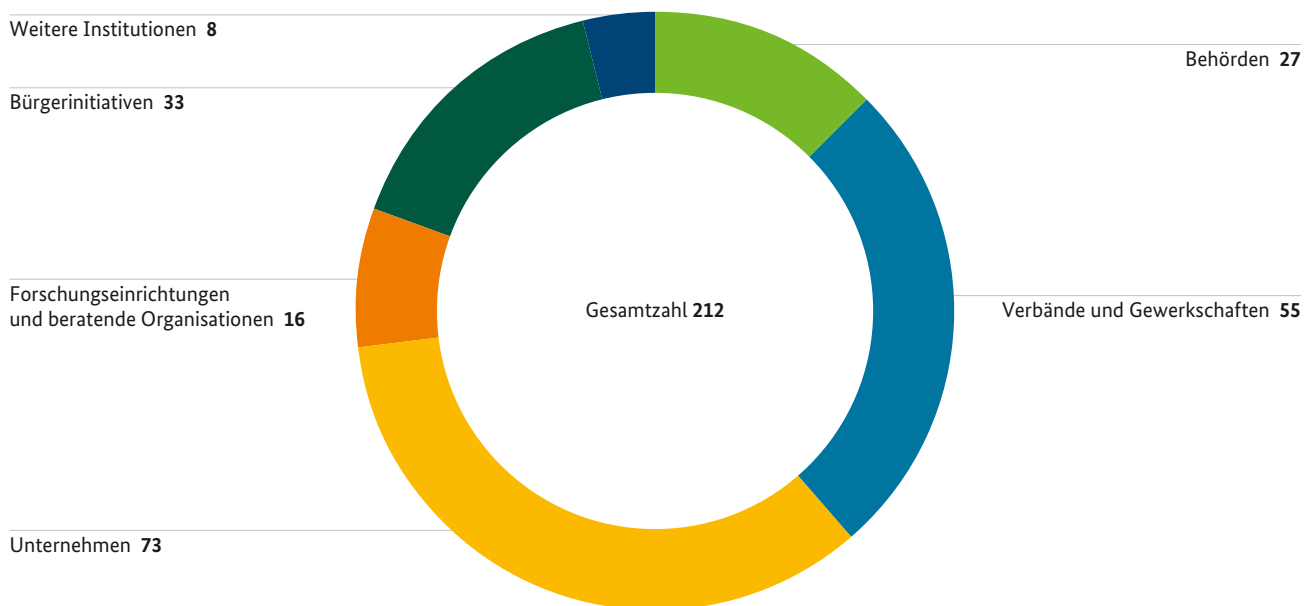
**Parallel hat das BMWi das Grünbuch intensiv erörtert.** In der Plattform Strommarkt haben die Betroffenen das Grünbuch diskutiert. Mit den Ländern und den Bundestagsfraktionen hat sich das BMWi ausgiebig beraten. Mit den Nachbarländern und der Europäischen Kommission hat das BMWi im Jahr 2014 einen Dialog zu den Themen des Grünbuchs begonnen und vertieft. In diesem Rahmen wurden Vorschläge diskutiert und gemeinsame Standpunkte erarbeitet. Zudem hat sich das BMWi mit Verbänden ausgetauscht.

1 <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/I-L/konsultationsdokument.property=pdf.bereich=bmwi2012.sprache=de.rwb=true.pdf>

2 <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/Strommarkt-2-0/stellungnahmen-gruenbuch.html>

**Abbildung 2: Teilnahme der Privatpersonen und Organisationen an der Konsultation zum Grünbuch**

Quelle: Eigene Darstellung

**Abbildung 3: Teilnahmespektrum der Organisationen**

Quelle: Eigene Darstellung

# Kapitel 1: Sowieso-Maßnahmen und Kapazitätsreserve stoßen auf große Zustimmung

Es besteht ein grundsätzlicher Konsens über die Notwendigkeit der Sowieso-Maßnahmen (1.1), wobei die Konsultationsteilnehmer sie zum Teil unterschiedlich konkretisieren (1.2). Sehr viele Konsultationsteilnehmer sprechen sich für die Einführung einer Kapazitätsreserve aus (1.3).

## 1.1 Die Teilnehmer begrüßen grundsätzlich die Sowieso-Maßnahmen

**Sehr viele Konsultationsteilnehmer plädieren grundsätzlich für die Sowieso-Maßnahmen.** Sowohl der Großteil der Länder als auch Behörden, Gewerkschaften, Wirtschafts- und Umweltverbände, Unternehmen, Bürgerinitiativen sowie einzelne Privatpersonen begrüßen sie. Dazu gehören beispielsweise Baden-Württemberg, DGB und UBA. Uneinig sind sich die Teilnehmer darüber, ob die Sowieso-Maßnahmen ausreichen, um Versorgungssicherheit in der Stromversorgung zu gewährleisten. So seien die Sowieso-Maßnahmen aus Sicht des BDEW „überwiegend richtig“, könnten aber das „Versorgungssicherheitsproblem eines EOM mit großem Anteil an Erneuerbaren-Erzeugung“ nicht lösen. Mehrere Akteure wie BDI, E.ON und Thüringen fordern, dass die Maßnahmen weiter spezifiziert werden.

**Maßnahmen zur Flexibilisierung des Stromsystems finden quer durch die Teilnehmergruppen große Zustimmung.** Insbesondere sind sich mehrere Teilnehmer einig, dass bei steigenden Anteilen erneuerbarer Energien im Stromsystem die Flexibilisierung der Angebots- und Nachfrageseite eine zentrale Herausforderung sei. Einige Teilnehmer wie EFET und Evonik merken zusätzlich an, dass es unabhängig von der Grundsatzentscheidung notwendig sei, das Stromsystem zu flexibilisieren.

**Viele Teilnehmer fordern einen technologieneutralen Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen.** Ein freier Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen, so zum Beispiel BKartA und e-control, sei kosteneffizienter als ein zentralplanerischer Ansatz. Viele Teilnehmer wie etwa 8KU und Next Kraftwerke stellen klar, dass dieser Wettbewerb unverzerrte Preissignale erfordere. Daher fordern viele Teilnehmer aus Ländern, Behörden, Gewerkschaften, Wirtschafts- und Umweltverbänden sowie Unternehmen einen Abbau bestehender Flexibilitätshemmnisse. Hierzu machen sie konkrete Vorschläge (siehe Kapitel 1.2).

## Zur Flexibilisierung des Stromsystems bestehen viele Optionen

**Das technische Potenzial der Flexibilitätsoptionen ist weit größer als der tatsächliche Bedarf.** Es bestehen zahlreiche Optionen, um Erzeugung und Verbrauch sicher, kosteneffizient und umweltverträglich zu synchronisieren (so genannte Flexibilitätsoptionen). Dies gilt für Zeiten maximaler und minimaler Residuallast<sup>3</sup>. Aus dem großen bestehenden Angebot an Flexibilität können daher vorrangig die günstigsten Optionen genutzt werden. Der Markt entwickelt zudem weitere Lösungen.

**Die Konsultationsteilnehmer beziehen sich auf viele verschiedene Optionen zur Flexibilisierung des Stromsystems.** Die Optionen lassen sich wie folgt gruppieren (AG Interaktion 2012):

- **Flexible konventionelle und erneuerbare Erzeugung:** Thermische konventionelle und Bioenergie-Kraftwerke können ihre Stromproduktion an die Schwankungen des Verbrauchs und der Erzeugung von Windenergie- und Solaranlagen anpassen. Windenergie- und Solaranlagen wiederum können bei sehr geringer Residuallast oder begrenzter Netzkapazität ihre Erzeugung verringern.
- **Flexible Nachfrage:** Industrie, Gewerbe und Haushalte können teilweise ihren Stromverbrauch in Zeiten hoher Residuallast reduzieren und in Zeiten mit geringer Residuallast verlagern, wenn sie dadurch ihre Strombezugskosten senken und so ihre Wirtschaftlichkeit stärken können. Es ist möglich, beispielsweise Wärme, Kälte oder Zwischenprodukte zu speichern oder Produktionsprozesse anzupassen. Bei geringer Residuallast kann mit Strom auch direkt Wärme erzeugt und damit Heizöl oder Gas eingespart werden. Auch Batterien von Elektroautos können verstärkt in Situationen mit niedriger Residuallast geladen werden.

3 Die residuale Last ist die Nachfrage, die nach Abzug der Erzeugung aus Wind- und Sonnenenergie vom restlichen Kraftwerkspark zu decken ist.

- **Speicher** wie Pumpspeicher und Batteriespeicher können ebenfalls zum Ausgleich von Erzeugung und Verbrauch beitragen. Zusätzliche Speicher sind bislang in der Regel teurer als andere Flexibilitätsoptionen. Ein erstes wirtschaftliches Anwendungsfeld von neuartigen Speichern könnte bei Systemdienstleistungen liegen. Pumpspeicher stellen traditionell Regelleistung bereit. Auch für Batteriespeicher ist dies ein mögliches Geschäftsmodell. Zusätzliche neuartige Langzeitspeicher, die saisonale Schwankungen ausgleichen können, sind erst bei sehr hohen Anteilen erneuerbarer Energien erforderlich.
- **Leistungsfähige Netze:** Gut ausgebaute Stromnetze sind für eine sichere und kostengünstige Stromversorgung von entscheidender Bedeutung. Stromnetze ermöglichen den überregionalen Ausgleich der Schwankungen von Nachfrage, Wind und Sonne. Darüber hinaus können bei gekoppelten Märkten auch die unterschiedlich verfügbaren Technologien effizienter genutzt werden (zum Beispiel Wind und Sonne in Deutschland, Wasserkraftspeicher in den Alpen und in Skandinavien). Insgesamt sind wesentlich weniger Reservekraftwerke oder netzstützende Systemdienstleistungen nötig; die Gesamtkosten werden gesenkt.

## 1.2 Zur Konkretisierung der Sowieso-Maßnahmen machen die Konsultationsteilnehmer umfangreiche Vorschläge

Die Konsultationsteilnehmer formulieren umfangreiche Vorschläge zur Umsetzung der Sowieso-Maßnahmen. Diese Vorschläge hat das BMWi bei der Entwicklung der Maßnahmen in Teil III berücksichtigt. Kapitel 1.2 fasst die Stellungnahmen zusammen und arbeitet die Schwerpunkte der Konsultation zu den Sowieso-Maßnahmen heraus.

### Marktpreissignale für Erzeuger und Verbraucher stärken

**Sehr viele Konsultationsteilnehmer begrüßen die Stärkung des Wettbewerbs auf den Spotmärkten.** BASF, NABU und weitere Akteure teilen die Einschätzung, dass die Spotmärkte die kurzfristige Marktintegration erneuerbarer Energien unterstützen. Die Bundesnetzagentur (BNetzA) sowie Verbände und Unternehmen begrüßen die eingeführten Viertelstundenprodukte am Intraday-Markt. Die EEX betont, dass sich die Handelsmengen auf den Intraday-Märkten rasant entwickelt hätten. Auch am Day-Ahead-Markt sollte nach Meinung einiger Konsultationsteilnehmer wie BDI und IG Metall die Börse Viertelstundenprodukte einführen. Perspektivisch sollten aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber die Spotmärkte einen Handel mit Viertelstundenprodukten europaweit ermöglichen (siehe Kasten zu den Tätigkeiten der Strombörsen, S. 55f).

**Aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber sowie einiger Wirtschaftsverbände und Unternehmen sollte der Handelsschluss der Spotmärkte näher an den Lieferzeitraum rücken.** Dies gelte für den Intraday-Markt (zum Beispiel BEE, VIK) und den Day-Ahead-Markt (zum Beispiel VDMA, VIK). Die Übertragungsnetzbetreiber betonen, die Systemstabilität sei dabei zu erhalten. Zum Erhalt der Systemstabilität fordern sie mindestens 15 Minuten Zeit zwischen Handelsschluss und Lieferzeitpunkt (siehe Kasten zu den Tätigkeiten der Strombörsen, S. 55f).

**Sehr viele Konsultationsteilnehmer befürworten weiterentwickelte Regelleistungsmärkte.** So zielen etwa BDI, EnerNoc und Berlin darauf, neuen Anbietern wie flexiblen Lasten, erneuerbaren Energien oder Speichern die Teilnahme an den Regelleistungsmärkten zu erleichtern. Dies stärke den Wettbewerb und senke dadurch Kosten. Insbesondere die Übertragungsnetzbetreiber und Verbände wie BDI und BEE betonen, dass die Öffnung der Regelleistungsmärkte für neue Wettbewerber auch für den Abbau der konventionellen Mindesteinspeisung sinnvoll sei. Andere Teilnehmer wie VCI und VGB Power Tech unterstreichen, dass die Weiterentwicklung der Regelleistungsmärkte volkswirtschaftlich sinnvoll erfolgen müsse. Zum Beispiel EWE und VGB PowerTech betonen, dass Komplexität und Abwicklungsaufwand dabei beschränkt werden sollten. Für die Übertragungsnetzbetreiber soll die Systemstabilität prioritär bleiben (siehe ieh Maßnahme 5).



### Auswahl konkreter Vorschläge der Konsultationsteilnehmer zur Weiterentwicklung der Regelleistungsmärkte

1. Vorlaufzeiten verkürzen und/oder Produkte verkleinern (etwa ARGE Netz, DIHK, DIW)
2. Präqualifikationsbedingungen anpassen (etwa BDEW, BDI, BEE, BNE)
3. Europäische Harmonisierung vorantreiben (etwa e2m, E.ON, EFET)
4. Primärregelleistung für positive und negative Regelleistung getrennt ausschreiben (etwa BEE, Evonik, Statkraft)
5. Ausschreibungsmengen situativ anpassen (etwa BNE, BWE, EFET)
6. Sekundärmärkte für Leistung oder Regelarbeitsmärkte einführen (etwa DIW, Statkraft, ZVEI)

**Die Anreize zur Bilanzkreistreue sollten geprüft und bei Bedarf gestärkt werden.** Diese Einschätzung teilen mehrere Länder, die Übertragungsnetzbetreiber, viele Umwelt- und Wirtschaftsverbände sowie zahlreiche Unternehmen. Wirksame Anreize zum Bilanzkreisausgleich seien wichtig für die Systemstabilität. Marktteilnehmer sollten möglichst selbst für einen ausgeglichenen Bilanzkreis sorgen (zum Beispiel Rheinland-Pfalz und TenneT). Die Konsultationsteilnehmer haben unterschiedliche Auffassungen darüber, wie stark die Anreize zur Bilanzkreistreue optimiert werden müssen: Ein Teil spricht sich für eine deutliche Stärkung aus (zum Beispiel GVSt, Niedersachsen, ver.di); andere Teilnehmer sind dafür, zunächst die Wirkung zu überprüfen und sie nur bei Bedarf zu stärken (zum Beispiel BDEW, DIHK, E.ON). Einige Konsultationsteilnehmer halten die bestehenden Anreize für ausreichend (zum Beispiel EFET und RWE).

**Viele Konsultationsteilnehmer machen Vorschläge für eine Verbesserung der Bilanzkreistreue.** Ein weiterentwickeltes Ausgleichsenergiesystem sollte die Bilanzkreisverantwortung stärken. Es könnten, so ein Vorschlag unter anderem der Übertragungsnetzbetreiber, beispielsweise die Kosten zur Vorhaltung zusätzlich zu den Kosten des Einsatzes von Regelleistung auf die Bilanzkreisverantwortli-

chen umgelegt werden (siehe Maßnahme 3). Einige Teilnehmer wie BNE, VCI und VIK wollen keine höheren Pönalen durch das Ausgleichsenergiesystem. Stattdessen schlägt etwa der BNE vor, die Standardlastprofile zu überarbeiten und die Anreize für Netzbetreiber zur aktiven Bewirtschaftung ihrer eigenen Bilanzkreise zu verstärken. Auch sollten die Prognosen über die Einspeisung aus erneuerbaren Energien weiter verbessert werden (zum Beispiel VCI und VIK).

**Quer durch die Teilnehmergruppe wird gefordert, dass die staatlich verursachten Preisbestandteile und Netzentgelte geprüft und weiterentwickelt werden.** Zum Beispiel die Übertragungsnetzbetreiber, aber auch Next Kraftwerke betonen, dass diese Preisbestandteile die Erschließung von Flexibilitätsoptionen derzeit erheblich hemmen würden. Ziel sollte eine sachgerechte Kostenallokation (so zum Beispiel Bayern) und die Berücksichtigung neuer Anforderungen der Energiewende (so zum Beispiel BDEW) sein. Ob Privilegien angepasst, abgeschafft oder neue hinzukommen sollten, wird von den Konsultationsteilnehmern kontrovers diskutiert (siehe Maßnahme 7).

**Zahlreiche Länder, Behörden, Wirtschaftsverbände, Forschungseinrichtungen, Bürgerinitiativen und Privatpersonen unterstützen eine stärkere Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und/oder Verkehr.** Mit der Sektorenkopplung, dies betont etwa Fraunhofer IWES, sollte mehr erneuerbarer Strom im Wärme- und Verkehrssektor genutzt werden können. Sie unterstütze, so etwa Chem-Coast, die Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien und senke Emissionen. Auch bei Netzengpässen könnte erneuerbarer Überschussstrom genutzt werden (zum Beispiel EUROSOLAR). Aus Sicht von Hamburg könnte für neue Energieträger, die grundsätzlich wirtschaftlich, aber auf passende Infrastrukturen angewiesen sind, Unterstützung beim Aufbau von Infrastruktur sinnvoll sein. Laut einigen Teilnehmern wie BWP und Fraunhofer IWES könnten bivalente Anlagen, die einen strombasierten Wärmeerzeuger mit einem zweiten, fossilen Wärmeerzeuger kombinieren, besonders gut auf Marktpreissignale in den verschiedenen Sektoren reagieren. Aber auch monovalente Anlagen könnten, so BWP, als Flexibilitätsoption im Strommarkt genutzt werden (siehe Handlungsfeld 4).

**Viele Konsultationsteilnehmer thematisieren dynamisierte Preisbestandteile.** Die Dynamisierung einzelner Preisbestandteile könnte etwa laut Hamburg eine Möglichkeit zum Abbau von Flexibilitätshemmnissen sein. Vor

allem könne sie Eigenerzeugung stärker an Strompreissignale binden und eine effiziente Sektorenkopplung erleichtern, sagt etwa Fraunhofer IWES. Diskutiert werden insbesondere die Möglichkeit einer dynamischen EEG-Umlage (etwa BDEW, WWF) und dynamische Netzentgelte (etwa BWE, ZVEI). Die Übertragungsnetzbetreiber und mehrere Verbände und Unternehmen wollen die Wirkungen einer Dynamisierung jedoch genau beziehungsweise kritisch prüfen. So fürchten einige Teilnehmer wie VGB Rückwirkungen auf den Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen. Im ersten Schritt sei möglicherweise eine Teildynamisierung sinnvoll, so etwa BEE und ChemCoast. Einige Konsultationsteilnehmer wie etwa BNE und DIHK lehnen dynamisierte Preisbestandteile ab.

**Es werden Alternativen zur Dynamisierung von Preisbestandteilen aufgezeigt.** UBA sieht eine brennstoffbasierte Umlage als eine alternative Möglichkeit zur dynamischen EEG-Umlage, um Fehlanreize für einen ineffizienten Einsatz von Flexibilitätsoptionen und einen ineffizienten Zubau von Erzeugungsanlagen zu vermeiden. Die Stromsteuer könnte zudem sukzessive gesenkt werden (zum Beispiel BVMW, Niedersachsen). Auch könnte eine Abschaffung der Stromsteuer bei gleichzeitigem Anstieg der Energiesteuer im Wärmebereich sinnvoll sein (zum Beispiel BWP, Fraunhofer IWES). Insgesamt sollten Strom, Öl und Gas im Wärme- und Stromsektor gleich belastet werden (zum Beispiel ZVKKW).

**Konsultationsteilnehmer aus allen Teilnehmergruppen fordern eine Weiterentwicklung der Netzentgelte.** Netzkosten sollten stärker verursachungsgerecht verteilt werden, so zum Beispiel BASF, Bayern und Mecklenburg-Vorpommern. Bei der Weiterentwicklung der Netzentgelte sollten zudem Flexibilitätshemmnisse abgebaut werden, um markt- und/oder netzdienliches Verhalten stärker zu entlohnen (zum Beispiel BDI, Sachsen und WWF). Die Netzstabilität müsste dabei gewahrt bleiben (zum Beispiel E.ON, EnBW und EWE) (siehe Maßnahmen 8 und 9).

#### Auswahl konkreter Vorschläge der Konsultationsteilnehmer zur Weiterentwicklung der Netzentgelte

1. Sondernetzentgelte sollten für mehr Lastflexibilität geöffnet werden
  - Markt- und/oder netzdienliche Flexibilität zulassen (etwa BDI, BEE, BNE)
  - Regelleistungsbereitstellung zulassen (etwa DIHK, IG Metall, Next Kraftwerke)
  - Hochlastzeitfenster flexibler setzen (etwa BDEW, VCI, VIK)
2. Sondernetzentgelte – wenn möglich – abschaffen (etwa BEE)
3. System der Leistungs- und Arbeitskomponenten überprüfen/anpassen (etwa Nordrhein-Westfalen, RWE, Thüga)
4. Vermiedene Netznutzungsentgelte für dargebotsabhängige erneuerbare Energien abschaffen (etwa Mecklenburg-Vorpommern, Saarland, Sachsen-Anhalt)

#### Stromnetze ausbauen und optimieren

**Konsultationsteilnehmer aus Ländern, Gewerkschaften, Wirtschaftsverbänden sowie die Übertragungsnetzbetreiber, Unternehmen und Bürgerinitiativen betonen die zentrale Bedeutung des Ausbaus der Übertragungsnetze.** Mehrfach wird betont, dass die Netzkapazitäten in der Mitte Deutschlands derzeit nicht ausreichen, um den Strom aus den Erzeugungszentren im Norden und Osten zu den Lastzentren in den Süden Deutschlands zu transportieren. Um die Netzengpässe zügig zu beheben und teure Redispatch-Maßnahmen zu begrenzen, sollten die Stromnetze zügig ausgebaut werden. Der Netzausbau sei nicht nur eine günstige Flexibilitätsoption; er sei auch die Voraussetzung für einen funktionierenden Stromhandel und wichtig für den Bestand der einheitlichen Preiszone, so etwa die Übertragungsnetzbetreiber und EPEX SPOT. Sie und weitere Teilnehmer wie etwa AmCham Germany betonen, dass die Netze bedarfsgerecht zu dimensionieren seien.

**Konsultationsteilnehmer aus vielen Teilnehmergruppen wie Ländern, Wirtschaftsverbänden und Unternehmen heben hervor, dass der europäische Binnenmarkt grenzüberschreitende Transportkapazitäten braucht.** Der europaweite Netzausbau sei, das betonen etwa Unternehmen wie Evonik und Wacker, Voraussetzung für den grenzüberschreitenden Stromhandel und, so etwa DIHK und EEX, eine kosteneffiziente Gewährleistung von Versorgungssicherheit. Insbesondere ermögliche er einen überregionalen Ausgleich der Schwankungen von Nachfrage, Wind und Sonne – beispielsweise mit dem geplanten Seekabel zwischen Deutschland und Norwegen. Statnett beschreibt, dass bei niedriger Windeinspeisung Wasserkraft aus Norwegen importiert werden könne; bei starkem Wind trage die norddeutsche Windenergie zur Stromversorgung Norwegens bei.

**Viele Konsultationsteilnehmer betonen die Relevanz der Verteilernetze für die Energiewende.** Sie weisen darauf hin, dass die Verteilernetze 98 Prozent der Länge des gesamten Stromnetzes ausmachten. Etwa 90 Prozent aller EEG-Anlagen seien an die Verteilernetze angeschlossen. Eine kosteneffiziente Integration der erneuerbaren Energien erfordere Investitionen in die Verteilernetze und den Einsatz innovativer Betriebsmittel, beispielsweise regelbarer Ortsnetztransformatoren. Darauf weisen etwa BDEW und BUND hin. Hierfür fordern einige Konsultationsteilnehmer wie 8KU und Brandenburg eine Anpassung der Anreizregulierung. Diese sollte, das ist EnerNoc wichtig, auch die Flexibilisierung der Nachfrage auf der Verteilernetzebene anreizen.

**Einige Konsultationsteilnehmer schlagen vor, dass der Strommarkt die regionalen Netzengpässe stärker berücksichtigen sollte.** Die Preissignale an den Strommärkten bildeten nach Ansicht des Tschechischen Industrieministeriums und Schleswig-Holsteins nicht die regionalen Knappheiten im Stromnetz ab. Es sei deshalb, so BEE und BNE, sinnvoll, die Signale der Strommärkte und das Engpassmanagement zu verknüpfen. Hierzu formulieren die Konsultationsteilnehmer verschiedene Lösungsansätze. Es werden beispielsweise von Baden-Württemberg ein Ausschreibungsmodell für Nachfrageflexibilität und vom BNE ein zusätzlicher Markt für Flexibilität auf der Verteilernetzebene – ein so genannter Flexmarkt – vorgeschlagen.

**Es besteht ein weitgehender Konsens, dass die Netzreserve verlängert beziehungsweise weiterentwickelt werden sollte.** Ohne umfänglichen Netzausbau steige der Redispatch-Bedarf. Darauf weisen DIHK, TenneT und Trianel hin. Zum zukünftigen Design der Netzreserve machen die

Konsultationsteilnehmer umfassende Vorschläge. Insbesondere solle beispielsweise laut DIHK geprüft werden, ob Reservekraftwerke nach bisherigem Verfahren oder in einem neuen Ausschreibungsverfahren ausgewählt werden sollten. Teilnahmebedingungen für innovative Konzepte wie virtuelle Kraftwerke und flexible Lasten sollten aus Sicht von Saarland, EnerNoc und Next Kraftwerke stärker berücksichtigt werden. Für die Ermittlung des Reservebedarfs sollte aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber die Bedarfsanalyse der BNetzA die Grundlage bleiben (zur Verschränkung der Netzreserve mit der Kapazitätsreserve siehe Maßnahme 19).

**Der Einsatz von Netzersatzanlagen für Redispatch bedürfe aus Sicht verschiedener Teilnehmer weiterer Prüfungen.** Netzersatzanlagen könnten sich gegebenenfalls auch für alternative Anwendungen wie die Vermarktung an Spot- und Regelleistungsmärkten oder die Bewirtschaftung von Netzengpässen (Redispatch) eignen. Darauf weisen BEE, DIHK und TenneT hin. Es sei technisch, operativ und wirtschaftlich sinnvoll, Netzersatzanlagen für den Redispatch bereitzustellen. Die Realisierbarkeit dieses Vorschlags sei allerdings etwa aus Sicht der Übertragungsnetzbetreiber zu untersuchen (siehe Maßnahme 12).

**Smart Meter sollten schrittweise eingeführt werden.** Das verlangen einige Teilnehmer, zu denen auch Privatpersonen zählen. Die im Februar 2015 veröffentlichten Eckpunkte des BMWi zum Verordnungspaket „Intelligente Netze“ (BMWi 2015a) geben einen Überblick über die Weiterentwicklung der technischen und rechtlichen Rahmenbedingungen für den Rollout von intelligenten Messsystemen. Obwohl das BMWi ein separates und detailliertes Konsultationsverfahren zu den Eckpunkten durchführt, enthielten einige Stellungnahmen zum Grünbuch auch Anmerkungen zu den Rolloutplanungen. So übten manche Akteure Kritik am Smart-Meter-Rollout: Beim Einbau der Smart Meter solle das Kosten-Nutzen-Verhältnis für den Kunden gewahrt bleiben. Das ist etwa dem BNE, aber auch Caterva und Fraunhofer IWES wichtig. Auch könne eine Pflicht, Smart Meter einzuführen, nach Auffassung der Firma Baseload zu Konflikten zwischen Verteilernetzbetreiber und Kunden führen. Andererseits wird vom BNE gefordert, dass am Einbau eines intelligenten Messsystems auch für Kunden mit einem Jahresverbrauch von unter 100.000 kWh festgehalten wird. Ferner sollten klare gesetzliche Regeln geschaffen werden, damit sich Nutzer selbst für Smart Meter und den Messstellenbetreiber entscheiden können (Baseload). Pilotprojekte für Mehrfamilienhäuser könnten aus Sicht Berlins zudem helfen, den Erfahrungs-

vorsprung der großen Verbraucher auf kleine Verbrauchergruppen zu übertragen (siehe Maßnahme 13).

**Viele Konsultationsteilnehmer gehen davon aus, dass es wirtschaftlich sinnvoll sein könnte, die Netze nicht für die „letzte Kilowattstunde“ auszubauen.** Die Abregelung von Einspeisespitzen aus Erneuerbare-Energien-Anlagen in einem moderaten Umfang („Spitzenkappung“) könne den Netzausbaubedarf verringern. Eine solche Abregelung wollen die Netzbetreiber, die darin auch von Ländern wie Bayern oder Verbänden wie dem ZVEI unterstützt werden, neben dem Netzausbau oder dem Einsatz modernerer Betriebsmittel in ihrer Netzplanung berücksichtigen können.

**Die Konsultationsteilnehmer bewerten den Umfang der Abregelung unterschiedlich.** Dabei ist zwischen der Abregelung, welche die Netzplanung berücksichtigt, und der tatsächlichen Abregelung der Erneuerbare-Energien-Anlagen im operativen Betrieb zu unterscheiden. Bei der Netzplanung hatte die Verteilernetzstudie des BMWi (IAEW et al. 2014) empfohlen, die jährlich abgeregelte Strommenge auf maximal drei Prozent zu begrenzen (BMW 2014a). Viele Konsultationsteilnehmer wie BNetzA und WWF unterstützen diese Idee. Zum Teil wird aber beispielsweise von Bayern und IG BCE vorgeschlagen, den Wert anzuheben.

**Netzbetreiber sollten aus Sicht verschiedener Teilnehmer die Abregelung möglichst flexibel umsetzen können.** Sie sollten etwa in den Augen von BEE und EWE abhängig von den Gegebenheiten in ihrem Netz entscheiden können, ob sie von der Möglichkeit der Abregelung Gebrauch machen oder nicht. Die Übertragungsnetzbetreiber wollen zudem weiterhin entscheiden können, welche Anlagen sie in welcher Reihenfolge abregeln.

**Die abgeregelte Energie sollte weiterhin finanziell kompensiert werden.** Die Entschädigung schaffe auch in den Augen der BNetzA verlässliche Investitionsbedingungen für die Anlagenbetreiber. Außerdem sei es, darauf weisen BDEW und BEE hin, operativ nicht umsetzbar, Anlagen netzbedingt abzuregeln und gleichzeitig eine völlige Diskriminierungsfreiheit zu gewährleisten. Schließlich würde eine entschädigungsfreie Abregelung EEG-Anlagen gegenüber konventionellen Anlagen diskriminieren. Einige Konsultationsteilnehmer wie BI Vernunftkraft oder WVM sehen aber eine (vollständige) Kompensation der Abregelung kritisch (siehe Maßnahme 14).

**Eine gewisse konventionelle Mindesterzeugung sei nach Auffassung eines Teils der Konsultationsteilnehmer für die Systemstabilität und die Versorgungssicherheit nötig.** Einige Konsultationsteilnehmer warnen davor, die Bedeutung konventioneller Anlagen im derzeitigen Energiesystem zu unterschätzen. Insbesondere wenn die Einspeisung aus Erneuerbare-Energien-Anlagen gering sei, würden, das betont MIBRAG, konventionelle Kraftwerke wie beispielsweise Braunkohlekraftwerke einen erheblichen Beitrag zur Versorgungssicherheit leisten. Aus wirtschaftlichen Gründen bemühen sich Kraftwerksbetreiber, etwa nach Angaben von E.ON, RWE und Sachsen, bereits heute, die Mindesterzeugung so gering wie möglich zu halten.

**Andere Teilnehmer betonen dagegen, die konventionelle Mindesterzeugung erschwere die Integration der erneuerbaren Energien.** Um die Abregelung von Erneuerbare-Energien-Anlagen zu minimieren, müsse die Mindesterzeugung daher, so Schleswig-Holstein, zurückgeführt werden. Dazu sehen die Konsultationsteilnehmer mehrere Möglichkeiten. Die Mindesterzeugung im engeren Sinne – oft auch netztechnische Mindesterzeugung genannt –, also die minimale konventionelle Erzeugung, die für Systemstabilität erforderlich ist, könne etwa nach Auffassung von BVES, DGB oder e2m reduziert werden, wenn erneuerbare Anlagen und Speicher verstärkt Systemdienstleistungen bereitstellen. Während Windkraft und Photovoltaikanlagen primär für negative Regelenergie eingesetzt werden könnten, würden sich Biomasseanlagen mit Speichern laut TenneT auch für positive Regeleistung anbieten. Zur marktbedingten Mindesterzeugung im Sinne des Grünbuchs, also derjenigen Erzeugung, die wirtschaftlich nicht sinnvoll auf die Preissignale reagieren kann, gehöre laut BNetzA beispielsweise Wärmeerzeugung in geförderten KWK-Anlagen und Eigenversorgungsanlagen, die vom Markt durch das Eigenversorgungsprivileg vom Markt abgeschirmt seien. Die weitere Flexibilisierung von KWK-Anlagen könne daher die Mindesterzeugung in den Augen von Teilnehmern wie E.ON, Greenpeace oder der BNetzA teilweise absenken. Auch Biomasseanlagen können aufgrund ihres Fördersystems zur Mindesterzeugung beitragen. Diese Mindesterzeugung könnte laut dem Forschungsprojekt Energetische Biomassenutzung durch eine Ausweitung der Flexibilitätsprämie auf Stromerzeugung auf flüssige und feste Biomasse gesenkt werden (siehe Maßnahme 15).

## Einheitliche Preiszone erhalten

**Die Mehrheit der Konsultationsteilnehmer will die einheitliche Preiszone für Deutschland erhalten.** Die einheitliche Preiszone sei, so etwa EPEX SPOT, Sachsen-Anhalt oder VDMA, von überragender Bedeutung für eine kostengünstige Stromversorgung. Daher betonen viele Konsultationsteilnehmer die Nachteile einer geteilten Preiszone: Würde Deutschland in zwei Preiszonen geteilt, so etwa Brandenburg und DIHK, gäbe es zwei Börsenstrompreise und zwei EEG-Umlagen. Dies würde große Nachteile für die Volkswirtschaft, insbesondere für die Industrie, nach sich ziehen und bestehende regionale Standortunterschiede verschärfen. Dieser Punkt ist etwa IG Metall und VDMA wichtig. Eine aufgeteilte Preiszone würde den Markt nach Auffassung vieler Teilnehmer intransparenter machen und die Liquidität verringern. Die Kosten für die Marktteilnehmer würden, dies betonen die Börsen EEX und EPEX SPOT, steigen und Markteintrittsbarrieren entstehen, welche die Funktionsfähigkeit des Marktes verschlechtern könnten. Zudem stünde laut etwa EFET und VKU eine Teilung der innerdeutschen Preiszone im starken Gegensatz zur Vollendung des europäischen Binnenmarktes.

**Netzausbau sei zwingend notwendig für den Erhalt der einheitlichen Preiszone.** Das betonen zahlreiche Stellungnahmen. Blieben Netzengpässe langfristig bestehen, erklärt unter anderem die BNetzA, wäre die Aufrechterhaltung einer einheitlichen Preiszone nicht möglich. Darum müsse der Netzausbau zügig realisiert werden.

## Die europäische Kooperation intensivieren

**Der Strommarkt sei heute schon europäisch.** Diese Einschätzung teilen sehr viele Konsultationsteilnehmer aus allen Akteursgruppen. Versorgungssicherheit sei bereits heute ein europäisches Thema, stellt etwa die österreichische Regulierungsbehörde e-control klar. Die Börse EEX und andere Teilnehmer betonen, dass ein europäischer Binnenmarkt für alle Länder Vorteile habe und die Energiekosten europaweit auf ein volkswirtschaftlich effizientes Niveau herabsenken könne.

**Die europäische Zusammenarbeit sollte intensiviert werden.** Auch hier besteht ein weitgehender Konsens. Die Übertragungsnetzbetreiber betonen, dass sie sich bereits

heute aktiv an der Weiterentwicklung und Vollendung des europäischen Binnenmarktes beteiligen. Die Notwendigkeit der zügigen Umsetzung der europäischen Netzkodizes wird wiederholt hervorgehoben. Zudem müssten, das akzentuieren etwa RWE, TenneT und VKU, gemeinsame Regeln für Zeiten mit gleichzeitig hohen Strompreisen beziehungsweise gleichzeitigen Knappheitssituationen geschaffen werden. Die technischen Preisgrenzen an den Strombörsen<sup>4</sup> sollten nach Auffassung von EFET mit den Nachbarmärkten harmonisiert werden, sodass die Lastflüsse nicht durch Preisunterschiede verzerrt würden.

**Versorgungssicherheit solle europäisch gedacht und europäisch überwacht werden.** Das ist ein breit getragener Konsens unter Konsultationsteilnehmern aus allen Akteursgruppen. Dazu, das schreiben neben den Übertragungsnetzbetreibern unter anderem auch die österreichische Regulierungsbehörde e-control, gehöre eine gemeinsame Definition von Versorgungssicherheit und, so unter anderem das Schweizerische Bundesamt für Energie und weitere, eine Stärkung des europäischen Binnenmarktes. Weiterführende Analysen – wie sie im Pentalateralen Forum erfolgt und vom Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber geplant sind – sollten dabei einbezogen werden (siehe Maßnahme 5).

## Die Klimaschutzziele erreichen

**Der europäische Emissionshandel sollte reformiert werden.** Das ist eine ebenfalls breit getragene Forderung. Bei adäquater Ausgestaltung gewährleiste der Emissionshandel, so etwa der Beitrag der Länder Niedersachsen und Sachsen-Anhalt, eine effiziente und zielgenaue Umsetzung der klimapolitischen Ziele. Verschiedene Teilnehmer, insbesondere aus dem Bereich der Umweltverbände, aber auch Energieversorger wie EnBW oder Statoil, weisen darauf hin, dass wegen überschüssiger Zertifikate die Anreize der CO<sub>2</sub>-Preise derzeit zu gering seien. Kurzfristig solle eine Marktstabilitätsreserve eingeführt werden. Aus dem Markt genommene Zertifikate – so genannte Backloading-Mengen – sollten in diese Marktstabilitätsreserve überführt werden. Dies ist ein Anliegen von Baden-Württemberg und Trianel. Eine Reihe von Unternehmen, Gewerkschaften, Wirtschaftsverbänden und Ländern betont, dass dabei energieintensive Unternehmen weiterhin über die Carbon-Leakage-Regeln geschützt werden sollten.

4 An der Strombörse gibt es heute keine regulatorischen Preisobergrenzen, sondern nur sehr hohe technische Limits. Diese kann die Börse bei Bedarf anpassen. Innerhalb der technischen Limits können die Preise am Spotmarkt bereits heute auf mehrere tausend Euro ansteigen.

**Das nationale und europäische Klimaschutzziel sollte eingehalten werden.** Diese Forderung findet ebenfalls breite Unterstützung bei Ländern, Gewerkschaften, Umwelt- und Wirtschaftsverbänden bis hin zu Unternehmen. Das Erreichen dieser Ziele sei wichtig für eine nachhaltige Entwicklung, darauf verweisen BEE und UBA. Zur Einhaltung des nationalen Klimaschutzziels sei, so etwa IASS, ein Strukturwandel im deutschen Kraftwerkspark erforderlich. Auch müssten dafür, ein Anliegen des BWP, Sektoren stärker zusammen gedacht werden. Ein Teil der Konsultationsteilnehmer, insbesondere aus den Reihen der Umweltverbände, aber auch der Länder, SRU und Unternehmen wie Statoil und Trianel, fordert zusätzlich nationale Klimaschutzmaßnahmen, da Reformen im Emissionshandel kurzfristig keine effizienten Anreize zur Verringerung von CO<sub>2</sub>-Emissionen setzen könnten. Andere, wie IG BCE, MIBRAG, Wacker und WVM, lehnen zusätzliche nationale Maßnahmen im Stromsektor ab – beispielsweise aufgrund von Überschneidungen mit dem europäischen Emissionshandel. Als konkrete Umsetzungsvorschläge für nationale Klimaschutzmaßnahmen werden von der Piratenpartei, dem Land Schleswig-Holstein oder Statoil beispielsweise ein Mindestpreis je Tonne CO<sub>2</sub> in Höhe von 15 bis 20 Euro/t CO<sub>2</sub> oder Emissionsobergrenzen für Kraftwerke ins Spiel gebracht. Negative Rückwirkungen auf den Emissionshandel sollten nach Auffassung von EFET, SRU und UBA in jedem Fall vermieden werden.

**Mehrfach wird die wichtige Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung für die Transformation des Kraftwerksparks betont.** Die Kraft-Wärme-Kopplung sei eine flexible Erzeugungstechnologie, die den Ausbau der erneuerbaren Energien gut ergänze. Um das Klima zu schützen, sei sie, so eine verbreitete Einschätzung, der ungekoppelten konventionellen Erzeugung vorzuziehen. Daneben sei die Kraft-Wärme-Kopplung auch ein wesentlicher Baustein für die Integration des Strom- und Wärmesektors in Städten (zum Beispiel EUROSOLAR). Die genauere Rolle der Kraft-Wärme-Kopplung beim Umbau des Kraftwerksparks sei, unter anderem nach Einschätzung der Länder Bayern und Niedersachsen, noch zu klären.

**Zur zukünftigen Förderung der Kraft-Wärme-Kopplung gibt es unterschiedliche Auffassungen.** Einige Konsultationsteilnehmer wie die Länder Hamburg und Schleswig-Holstein wollen insbesondere, dass gasbefeuerte Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen der allgemeinen Versorgung gefördert werden, die einen Klimaschutzbeitrag im Wärmesektor leisten; andere Akteure, unter diesen die Länder Nordrhein-Westfalen, Saarland, Sachsen, Sachsen-Anhalt

und Thüringen, wollen, dass Bestand und Neubau von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen flächendeckend für Technologien in allen Anwendungsbereichen gefördert werden. Einige Konsultationsteilnehmer fordern Anreize für den flexiblen Einsatz von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.

### 1.3 Breite Unterstützung besteht für die Einführung einer Kapazitätsreserve

**Sehr viele Konsultationsteilnehmer teilen die Auffassung, der Strommarkt solle durch eine Reserve abgesichert werden.** Einerseits diene die Reserve der Absicherung des Strommarktes. Das sehen etwa die Länder so, aber auch viele Unternehmen, Wirtschafts- und Energieverbände und die Übertragungsnetzbetreiber. Andererseits wird die Reserve als Übergangsinstrument auch von Teilnehmern unterstützt, die sich – wie beispielsweise Baden-Württemberg, E.ON und RWE – nicht für einen Strommarkt 2.0 aussprechen. Einige Konsultationsteilnehmer, wie VIK, ZVEI oder Brandenburg, sehen die Einführung einer Reserve als (derzeit) nicht erforderlich und befürchten Zusatzkosten. VKU befürchtet, eine unterdimensionierte Reserve könne die Aufgabe der Absicherung nicht leisten. Gleichzeitig ist es einigen Konsultationsteilnehmern wie BDI und vzbw wichtig, die Reserve nicht zu groß zu dimensionieren.

**Die Kapazitätsreserve solle den Strommarkt unbeeinträchtigt lassen.** Diese Position wird breit getragen. Die Kapazitätsreserve solle außerhalb des Strommarktes geschaffen werden. Die Übertragungsnetzbetreiber sollten die Reservekraftwerke beschaffen und sie nach Abschluss aller Marktgeschäfte einsetzen. Damit sollten, so unter anderem BfE Schweiz und weitere, BKartA, e-control und die Übertragungsnetzbetreiber, Marktverzerrungen vermieden werden.

**Das Verhältnis zur bestehenden Netzreserve ist ein zentraler Diskussionspunkt.** Die Kapazitätsreserve – gegebenenfalls als „Netzreserve 2.0“ – könne, so etwa die Länder Hamburg und Berlin, zum Teil die Funktion der Netzreserve übernehmen und, so etwa TenneT, den Redispatch-Bedarf in Süddeutschland decken. Hierfür könne sie auch nach Ansicht vieler Teilnehmer aus der Energiewirtschaft oder Bayerns eine regionale Komponente beinhalten. Unter anderem die Übertragungsnetzbetreiber betonen, dass die jeweiligen Einsatzzwecke, die Beschaffung, die Präqualifikationsbedingungen, die Standorte und ein möglicher gleichzeitiger Einsatz von Anlagen für beide Zwecke dabei jedoch berücksichtigt werden müssten.

**Viele Konsultationsteilnehmer begrüßen eine wettbewerbliche Beschaffung der Kapazitätsreserve.** Ein markt-basiertes Instrument stelle eine kosteneffiziente Beschaffung sicher. Eine ausreichende Vorlaufzeit sei für die Beschaffung erforderlich, um gegebenenfalls einen Neubau von Erzeugungsanlagen zu ermöglichen, so etwa die Übertragungsnetzbetreiber. BNE und TransnetBW hinterfragen, ob aufgrund der geringen potenziellen Anbieterzahl wettbewerbliche Preise erzielt werden könnten.

**Einige Konsultationsteilnehmer weisen darauf hin, dass bei einer Verzahnung der Kapazitätsreserve mit der Netzreserve eine wettbewerbliche Beschaffung nur beschränkt möglich sei.** Zum einen bestünde, so die Übertragungsnetzbetreiber, in Süddeutschland ein geringes Kapazitätsangebot; zum anderen seien die Netzreserve-Anlagen sehr heterogen, sodass ein standardisiertes Produkt für eine Ausschreibung nur bedingt möglich sei. Vorstellbar wäre in den Augen der BNetzA daher ein zweistufiges Verfahren. Im ersten Schritt könnte eine bundesweite Ausschreibung für die Kapazitätsreserve erfolgen, an der auch Netzreserve-Anlagen teilnehmen könnten. In einem zweiten Schritt könnten noch fehlende, für die Netzstabilität notwendige Anlagen in Süddeutschland dann wie bisher über §13 a EnWG gesichert werden.

**Zur Finanzierung des Einsatzes der Kapazitätsreserve werden konkrete Vorschläge gemacht.** Um die Kosten des Einsatzes der Reserve möglichst verursachungsgerecht zu verteilen, sollten die Einsatzkosten nach übereinstimmender Auffassung der Übertragungsnetzbetreiber und der BNetzA über die Ausgleichsenergie refinanziert und nicht auf die Netzentgelte gewälzt werden. Von TenneT wird gefordert, dass die Bilanzkreisverantwortlichen, die ihre Lieferverpflichtungen nicht erfüllen können und die Reserve in Anspruch nehmen, mindestens einen Aufschlag in Höhe des höchsten Ausgleichsenergiepreises tragen sollten (siehe Maßnahme 19).

#### Auswahl konkreter Vorschläge der Konsultationsteilnehmer zu Teilnahmebedingungen an der Reserve

1. Technologieneutrales Instrument (etwa BDI, GEODE, IG BCE)
2. Keine Finanzierungsströme oder Zusatzrenten für emissionsintensive Kraftwerke (etwa BUND, NABU, WWF)
3. Grenzüberschreitende Teilnahme (etwa BfE Schweiz und weitere, e-control, Oesterreichs Energie)

# Kapitel 2:

## Bei der Grundsatzentscheidung bestehen unterschiedliche Positionen, aber gemeinsame Anliegen

Bei der Grundsatzentscheidung divergieren die Positionen der Konsultationsteilnehmer. Ein Teil der Konsultationsteilnehmer fordert die Einführung eines Kapazitätsmarktes, wobei unterschiedliche Modelle favorisiert werden. Ein anderer Teil der Konsultationsteilnehmer plädiert für einen Strommarkt 2.0, gegebenenfalls mit Reserve. Einige wollen den Strommarkt 2.0, gegebenenfalls mit Reserve und einem Kapazitätsmarkt, wenn dieser wirklich nötig werde (2.1). Jenseits dieser Divergenzen lassen sich aber gemeinsame Anliegen der Befürworter beider Optionen erkennen: Das zukünftige Strommarktdesign soll Versorgungssicherheit garantieren (2.2); es soll zudem die Kosten begrenzen (2.3) sowie Innovation und Nachhaltigkeit ermöglichen (2.4).

### 2.1 Bei der Grundsatzentscheidung bestehen unterschiedliche Positionen

#### Die Grundsatzentscheidung: Strommarkt 2.0 oder Kapazitätsmarkt

**Das Grünbuch hat eine grundsätzliche Frage aufgeworfen:** Setzen wir auf den liberalisierten Strommarkt oder wollen wir regulatorisch eingreifen und einen zweiten Markt schaffen, auf dem Unternehmen für das Vorhalten von Kapazitäten zusätzliche Einkommensströme erhalten?

**Die Antwort auf diese Frage ist richtungsweisend.** Der Strommarkt 2.0 unterscheidet sich erheblich von einem Stromversorgungssystem mit zusätzlichem Kapazitätsmarkt. Denn auf Kapazitätsmärkten wird ausschließlich die Vorhaltung von Kapazität (Leistung) vergütet. Hierfür entstehen Kosten zusätzlich zu den Kosten der Beschaffung des Stroms am Strommarkt. Die Stromversorger tragen die Kosten und legen sie auf die Verbraucher um. Im Strommarkt 2.0 wird Leistung implizit an den Strommärkten und explizit zum Beispiel an Regelleistungsmärkten und in Optionsverträgen vergütet (für eine Übersicht siehe Tabelle 1)<sup>5</sup>.

**Tabelle 1: Die Funktionsweisen des Strommarktes 2.0 und des Kapazitätsmarktes unterscheiden sich**

<b>OPTION Strommarkt 2.0</b> <i>„Ein optimierter Strommarkt gewährleistet Versorgungssicherheit“</i>	<b>OPTION Kapazitätsmarkt</b> <i>„Der Staat muss handeln, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten“</i>
<b>Funktionsweise</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Der <u>Strommarkt</u> reizt die Vorhaltung von Kapazitäten an. Die notwendige Vorhaltung von Kapazitäten <u>refinanziert</u> sich über den Strommarkt.</li> <li>• Der Staat setzt die Marktregeln. Die <u>Stromkunden</u> bestimmen in eigener Verantwortung über ihre Nachfrage das Kapazitätsniveau.</li> <li>• Leistung wird <u>implizit</u> am Strommarkt und <u>explizit</u> z. B. am Regelleistungsmarkt und in Options- und Lieferverträgen vergütet.</li> </ul>	<b>Funktionsweise</b> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Der <u>Kapazitätsmarkt</u> reizt die Vorhaltung von Kapazitäten an. Die notwendige Vorhaltung von Kapazitäten <u>refinanziert</u> sich über einen zusätzlichen Kapazitätsmarkt.</li> <li>• Der <u>Staat</u> sorgt für ein höheres Kapazitätsniveau als der Strommarkt.</li> <li>• Leistung wird <u>explizit</u> am Kapazitätsmarkt vergütet.</li> </ul>

Quelle: Eigene Darstellung

<sup>5</sup> Eine detailliertere Darstellung beider Optionen befindet sich im Grünbuch des BMWi: Ein Strommarkt für die Energiewende, Kapitel 9.



Ein Teil der Konsultationsteilnehmer unterstützt die Einführung eines Kapazitätsmarktes. Dazu zählen insbesondere die beiden Länder Bayern und Baden-Württemberg sowie Unternehmen und Verbände der Energiewirtschaft. Einige dieser Konsultationsteilnehmer, etwa BDEW und VKU, unterstützen dabei neben der Einführung eines Kapazitätsmarktes zusätzlich die Einführung einer Reserve.

Zum Teil werden konkrete Modelle für einen Kapazitätsmarkt vorgeschlagen. Dabei wird vor allem für zwei Modelle plädiert: Viele Vertreter der Energiewirtschaft befürworten einen dezentralen Leistungsmarkt; die genannten Länder und mit ihnen auch Öko-Institut und WWF sprechen sich im Gegensatz dazu für einen fokussierten Kapazitätsmarkt aus. Andere Stellungnahmen, etwa aus dem Bereich der Gewerkschaften, favorisieren nicht explizit ein Modell, legen aber Kriterien fest, nach denen ein Kapazitätsmarkt ausgestaltet werden sollte. Beispielsweise sollte ein Kapazitätsmarkt technologieoffen sein und marktbasierend ausgestaltet werden. Insgesamt müsste er, so etwa GDF SUEZ, transparente und berechenbare Rahmenbedingungen für Neuinvestitionen gewährleisten und europäisch abgestimmt werden.

**Quantitative Auswertung der Stellungnahmen**

Deutlich über die Hälfte der an der Konsultation teilnehmenden Organisationen hat sich zur Grundsatzfrage geäußert. 142 der 212 an der Konsultation teilnehmenden Organisationen äußern sich zur Grundsatzentscheidung. Hingegen äußern sich 444 der 484 Privatpersonen nicht zur Grundsatzentscheidung (siehe Abbildung 4).

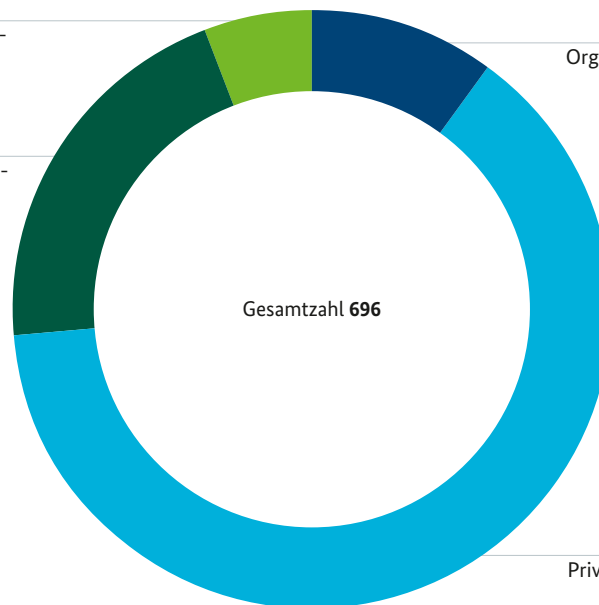
Viele der an der Konsultation teilnehmenden Organisationen haben sich klar zur Grundsatzentscheidung positioniert: 81 Organisationen sprechen sich für einen Strommarkt 2.0, gegebenenfalls plus Reserve, aus. 17 Organisationen sprechen sich für einen Strommarkt 2.0, gegebenenfalls mit Reserve und einem Kapazitätsmarkt, aus, wenn dieser wirklich nötig werde. 25 Organisationen sprechen sich für einen Kapazitätsmarkt, gegebenenfalls plus Reserve aus. 19 Stellungnahmen legen sich nicht auf eine konkrete Position fest (siehe Abbildung 5).

**Abbildung 4: Äußerungen zur Grundsatzentscheidung**

Privatpersonen, die sich zur Grundsatzentscheidung geäußert haben **40**

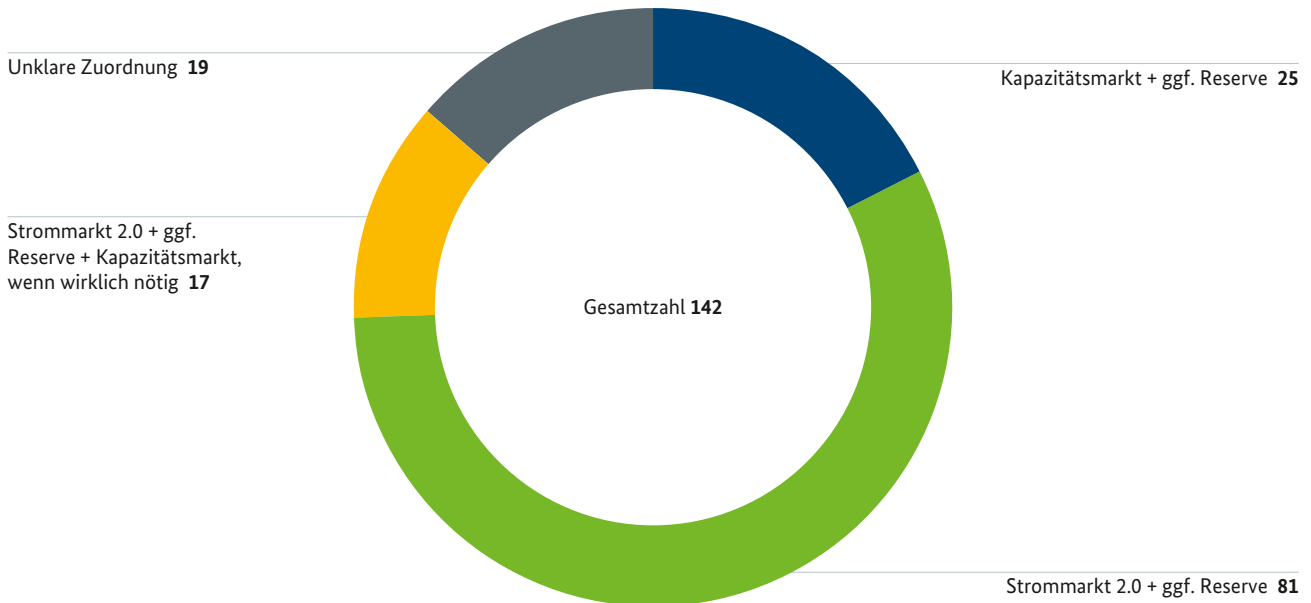
Organisationen, die sich zur Grundsatzentscheidung geäußert haben **142**

Organisationen, die sich **nicht** zur Grundsatzentscheidung geäußert haben **70**



Privatpersonen, die sich **nicht** zur Grundsatzentscheidung geäußert haben **444**

Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 5: Positionen der Organisationen zur Grundsatzentscheidung<sup>1</sup>

<sup>1</sup> Stellungnahmen der Organisationen, die sich zur Grundsatzentscheidung geäußert haben

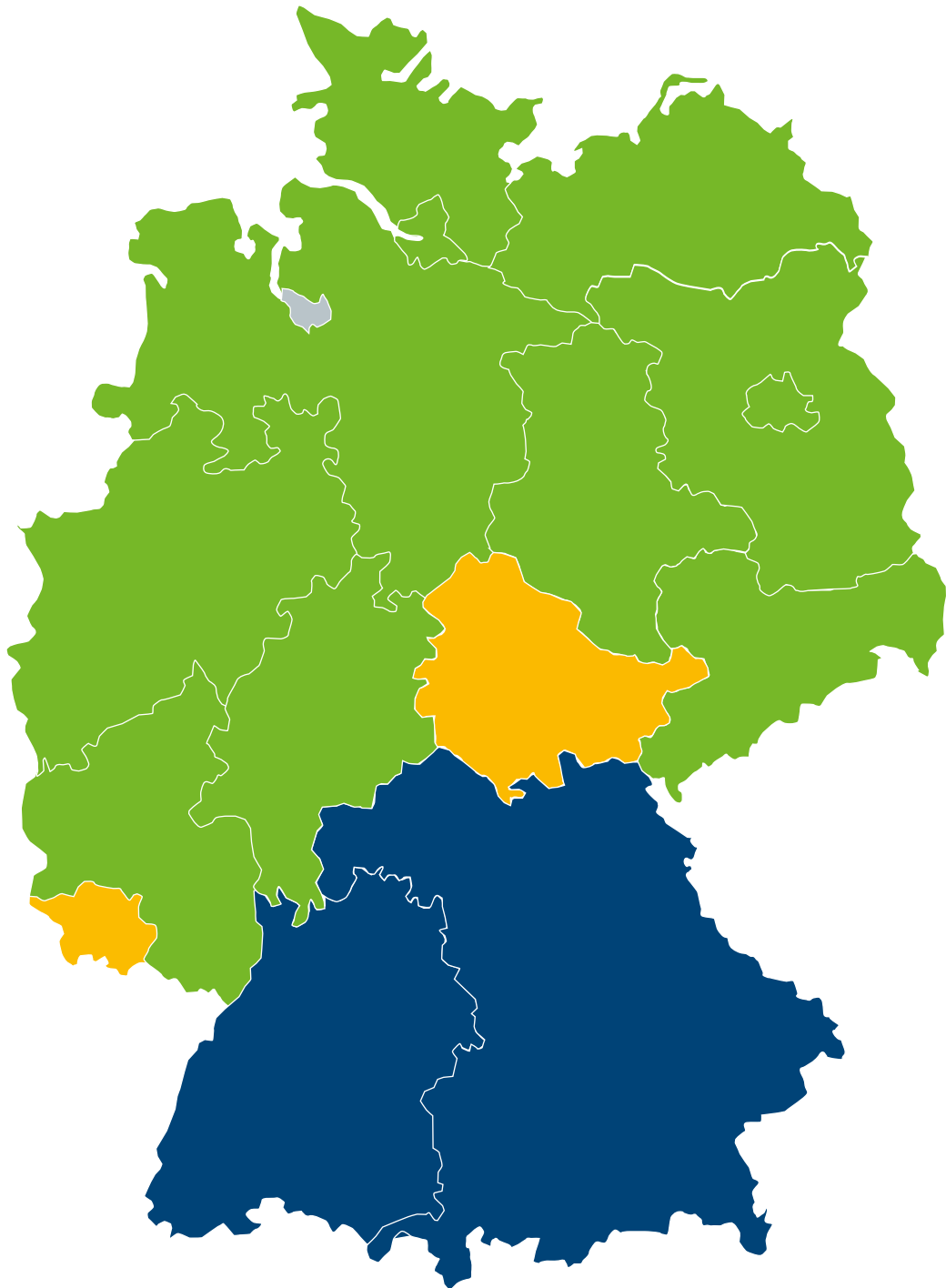
Quelle: Eigene Darstellung

**Die Mehrzahl der Länder spricht sich für einen Strommarkt 2.0 aus.** 15 der 16 Länder haben eine Stellungnahme zum Grünbuch abgegeben und sich zur Grundsatzentscheidung positioniert. Elf Länder – Berlin, Brandenburg, Hamburg, Hessen, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Nordrhein-Westfalen, Rheinland-Pfalz, Sachsen, Sachsen-Anhalt und Schleswig-Holstein – sprechen sich für einen Strommarkt 2.0, gegebenenfalls mit Reserve, aus. Die Länder Saarland und Thüringen äußern sich für einen Strommarkt 2.0, gegebenenfalls plus Reserve, und einen Kapazitätsmarkt, wenn dieser wirklich nötig sei. Thüringen hält „die Einführung eines Kapazitätsmarktes ausschließlich für den Fall eine denkbare Option, dass sich künftig weitere Maßnahmen für den Erhalt der Versorgungssicherheit als erforderlich erweisen sollten“. Das Saarland wiederum spricht von einem „dritten Weg“, wonach „ein Kapazitätsmarkt erst dann eingeführt [würde], wenn Gefährdungen der Versorgungssicherheit erkennbar sind“. Die Länder Baden-Württemberg und Bayern sprechen sich klar für die Einführung eines Kapazitätsmarktes, gegebenenfalls plus Reserve, aus (siehe Abbildung 6). Beide präferieren das Modell eines fokussierten Kapazitätsmarktes.

**Auch einige Privatpersonen haben sich zur Grundsatzentscheidung positioniert.** Von ihnen sprechen sich 17 für einen Strommarkt 2.0, gegebenenfalls plus Reserve, aus. 23 Privatpersonen haben sich zur Grundsatzentscheidung geäußert, ohne sich auf eine konkrete Position festzulegen.

**Die quantitative Auswertung lässt wichtige Rückschlüsse zu, ist aber nur ein Teil der breiteren Auswertung der Konsultationsergebnisse.** Alle Stellungnahmen zum Grünbuch sind wichtig für die Auswertung der Konsultation. Einige Stellungnahmen repräsentieren sogar ganze Industriezweige oder die Landesregierungen. Ein direkter Eins-zu-eins-Vergleich von Stellungnahmen ist daher nicht möglich.

Abbildung 6: Positionen der Länder zur Grundsatzentscheidung



■ Kapazitätsmarkt + ggf. Reserve   ■ Strommarkt 2.0 + ggf. Reserve   ■ Strommarkt 2.0 + Reserve + Kapazitätsmarkt, wenn wirklich nötig

Quelle: Eigene Darstellung

### Die Befürworter tragen drei zentrale Argumente für die Einführung eines Kapazitätsmarktes vor:

- 1. Der Strommarkt setze keine ausreichenden Anreize für Investitionen in Kapazitäten.** Dieses Argument findet sich insbesondere in den Stellungnahmen aus der Energiewirtschaft, aber auch der beiden Länder Bayern und Baden-Württemberg und von WWF. Der Strommarkt werde laut etwa DGB oder RWE sehr wahrscheinlich nicht die notwendigen Investitionen in Erzeugungskapazitäten und Lastmanagementpotenziale anreizen. Die Konsultationsteilnehmer nennen unterschiedliche Gründe für ihre Position: An einem Strommarkt 2.0 müssten sich Kapazitäten über hohe Preisspitzen refinanzieren. Dies sei einerseits problematisch, da hohe Preisspitzen leicht medial angegriffen werden könnten und Marktmachtprobleme entstehen könnten. Die Politik würde sie nach Ansicht von Konsultationsteilnehmern wie etwa Stadtwerke Duisburg und Trianel daher nicht durchhalten. Andererseits würden Preisspitzen keine ausreichenden Investitionsanreize in Kapazitäten, Speicher und Lastmanagement setzen. Sie kämen zu spät und seien zu schlecht prognostizierbar. Durch die auf Marktmechanismen beruhende Refinanzierung von Kapazitäten werde Versorgungssicherheit privatisiert und damit unsicherer. Ein zusätzliches Problem sei – so etwa Thüga und VKU – die Einführung eines Kapazitätsmarktes in Frankreich. Denn ein französischer Kapazitätsmarkt schwäche die Preisspitzen in Deutschland.
- 2. Kapazitätsmärkte müssten nicht zu unnötigen und sehr hohen Kosten führen.** Dies betonen die Befürworter von Kapazitätsmärkten wiederholt. Insbesondere sollten, so sehen das etwa manche Gewerkschaften, die Auswirkungen von Unsicherheiten für Investoren und nicht auszuschließende Marktmachtmissbräuche auf die Kosten des Strommarktes 2.0 berücksichtigt werden. Auch kritisieren etwa Baden-Württemberg und VKU, dass die vom BMWi in Auftrag gegebenen Gutachten Unsicherheiten in ihren Modellierungen und Kostenbewertungen nicht berücksichtigten. Bayern und Baden-Württemberg argumentieren, ein fokussierter Kapazitätsmarkt habe keine sehr hohen Mehrkosten. Befürworter des dezentralen Kapazitätsmarktes meinen ebenfalls, dass ein solcher nicht zu Mehrkosten führen müsse.
- 3. Kapazitätsmärkte müssten die Flexibilisierung des Gesamtsystems nicht verzögern.** Insbesondere ein fokussierter Kapazitätsmarkt, so dessen Befürworter, ermögliche den Einstieg in neue Finanzierungsstruktu-

ren für flexible Erzeugungsanlagen und Nachfrageflexibilität. Flexible und emissionsarme Erzeugungskapazitäten sowie Lastmanagement sollten in einem fokussierten Kapazitätsmarkt explizit gefördert werden. Vertreter eines dezentralen Modells sehen das anders: Flexibilitäten würden im dezentralen Leistungsmarkt dadurch unterstützt, dass Lieferanten und Bilanzkreisverantwortliche eine zentrale Rolle erhalten. Das Modell beruhe auf der Nachfrage und fördere Flexibilität.

**Demgegenüber vertraut der größere Teil der Konsultationsteilnehmer grundsätzlich auf einen weiterentwickelten Strommarkt (Strommarkt 2.0).** Dabei handelt es sich um eine große Gruppe an Konsultationsteilnehmern, von den meisten Bundesländern sowie Unternehmen der Energiewirtschaft, Energiewirtschaftsverbänden, Industrieunternehmen und Wirtschaftsverbänden über Vertreter aus Nachbarstaaten bis hin zu Umweltverbänden. Viele dieser Konsultationsteilnehmer wollen den Strommarkt 2.0 mit einer Reserve absichern. Zum Teil, so etwa von Thüringen oder Wirtschaftsverbänden, wird die Einführung eines Kapazitätsmarktes als ultima ratio gesehen, falls sich der Strommarkt 2.0 nicht bewähren sollte.

### Die Konsultationsteilnehmer tragen drei zentrale Argumente für einen weiterentwickelten Strommarkt (Strommarkt 2.0) vor:

- 1. Ein weiterentwickelter Strommarkt könnte auch in Zukunft Versorgungssicherheit gewährleisten.** Diese Begründung wird von den Befürwortern des Strommarktes 2.0 breit getragen. In einem Strommarkt 2.0 würden sich, so etwa BEE, BKartA oder Wärtsilä, Kraftwerke und Flexibilitätsoptionen über die Marktmechanismen refinanzieren. Unter anderem betonen BASF, TenneT und FÖS, die aktuell niedrigen Preise seien dabei eine normale Marktreaktion auf Überkapazitäten. Die Refinanzierung von Kapazitäten sei, so zum Beispiel BKartA, im Strommarkt 2.0 möglich, weil die Marktmechanismen über Preissignale – unter anderem der Terminmärkte – neben der erzeugten Arbeit auch die Bereitstellung von Leistung entlohnten. Unter anderem für Österreichs Energie ist daher wichtig, dass die Preisbildung in Zukunft frei bleibe und Preisspitzen im Großhandelsmarkt zugelassen würden. Rückwirkungen auf Verbraucher durch gelegentliche Preisspitzen blieben dabei gering. Dies sehen Wirtschaftsverbände, Länder und Verbraucherschützer so. Bei Bedarf könnten sich Verbraucher über ein großes Angebot von gesicherten Terminkontrakten absichern, so WV Stahl. Auch würden

starke Anreize zur Bilanzkreistreue in einem Strommarkt 2.0 Investitionen in Flexibilität unterstützen, so etwa Repower oder TenneT.

- 2. Ein Kapazitätsmarkt wäre ein erheblicher Eingriff in den wettbewerblichen Strommarkt und mit großen (Kosten-) Risiken verbunden.** Dieses Argument findet sich in sehr vielen Stellungnahmen der Befürworter des Strommarktes 2.0. Ein Strommarkt 2.0 sei – so etwa BVMW – die kostengünstigere Alternative, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Viele Konsultationsteilnehmer betonen, dass Kapazitätsmärkte im Gegensatz dazu einen erheblichen und irreversiblen Eingriff in den Markt darstellen würden. Sie seien mit erheblichen Kosten, Überkomplexität, Marktmachtproblemen, Risiken und Nebenwirkungen verbunden. Auf verschiedene dieser Risiken weisen Konsultationsteilnehmer quer durch die Akteursstruktur hin. Unter anderem halten sie etwa BfE Schweiz und weitere sowie e-control für nicht oder nur schwer mit dem europäischen Binnenmarkt vereinbar.
- 3. Ein Kapazitätsmarkt würde die notwendige Transformation des Energieversorgungssystems erschweren.** Diese Ansicht vertreten die Befürworter des Strommarktes 2.0 ebenfalls über alle Akteursgruppen hinweg, insbesondere aber mehrere Länder und die Vertreter der erneuerbaren Energien und Umweltverbände sowie UBA und BKartA. Dazu äußern verschiedene Teilnehmer unterschiedliche Gründe: Ein Strommarkt 2.0 stelle die nachhaltigere Alternative zur Gewährleistung der Versorgungssicherheit dar. Kapazitätsmärkte hätten negative Auswirkungen auf die Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien, würden die CO<sub>2</sub>-Emissionen erhöhen, seien unökologisch und würden die Energiewende und die Erneuerung des Kraftwerksparks verzögern. Sie würden die Preissignale der Strommärkte schwächen und so die notwendige Flexibilisierung des Stromsystems behindern.

**Zusätzlich fordern viele Konsultationsteilnehmer eine genauere Untersuchung der Potenziale von Lastmanagement.** Diese Forderung stellen Konsultationsteilnehmer, die sich für einen Strommarkt 2.0 aussprechen, ebenso wie Konsultationsteilnehmer, die für einen Kapazitätsmarkt plädieren. Auswirkungen auf die Industrie sollten, so das Anliegen aus der Wirtschaft und von einzelnen Ländern, genauer untersucht werden. Auch fordern etwa Brandenburg oder EnerNoc eine Prüfung, ob weitere Schritte zur Unterstützung von Lastmanagement sinnvoll sind.

**Trotz unterschiedlicher Positionen haben viele Teilnehmer gemeinsame, zentrale Anliegen.** Diese Anliegen, Gespräche mit gesellschaftlichen Akteuren sowie verschiedene Gutachten und Studien hat das BMWi bei seiner Strommarktposition berücksichtigt (siehe Teil II).

#### **Gemeinsame Anliegen: Risiken begrenzen, Chancen realisieren**

**Eine Grundsatzentscheidung zum Strommarktdesign ist notwendig.** Die langjährige Diskussion, ob in Deutschland ein Kapazitätsmarkt nötig ist oder nicht, hat Erzeuger und Verbraucher verunsichert. Investitionsentscheidungen benötigen klare Rahmenbedingungen. Eine klare Entscheidung zum zukünftigen Strommarktdesign ist daher erforderlich.

**Die Konsultation ist ein wichtiger Input für die Grundsatzentscheidung.** Durch den Grünbuch-Weißbuch-Prozess ist eine möglichst transparente, klare und offene Entscheidung möglich. Zusätzlich zur Konsultation fließen Gutachten und fachliche Einschätzungen sowie eine Vielzahl an Gesprächen mit Behörden, Unternehmen, gesellschaftlichen Akteuren und Nachbarländern in die Grundsatzentscheidung mit ein.

**Bei der Grundsatzentscheidung äußern die Akteure unterschiedliche Positionen.** Es gibt keine eindeutige Einschätzung, die alle relevanten Akteure teilen. Einige Akteure sprechen sich für, einige gegen die Einführung eines Kapazitätsmarktes aus (siehe Kapitel 2.1).

**Die Grundsatzentscheidung erfordert eine Abwägung von Risiken und Chancen.** Die Grundsatzentscheidung soll die wesentlichen Risiken begrenzen und gleichzeitig den beteiligten Akteuren möglichst viele Chancen eröffnen, um die Zukunft positiv zu gestalten.

**Die Konsultationsteilnehmer zeigen, welche Risiken und Kosten für sie zentral sind.** Hauptanliegen der Konsultationsteilnehmer ist, dass die Versorgungssicherheit gewährleistet bleibt. Dies solle das Hauptkriterium für das zukünftige Strommarktdesign sein. Zusätzlich sollten die Kosten begrenzt werden, die deutsche Wirtschaft von den Chancen der Energiewende profitieren und ein nachhaltiges Stromsystem ermöglicht werden.

**Das BMWi greift die von den Konsultationsteilnehmern genannten Anliegen auf.** Das Kapitel 3 stellt dar, wie die getroffene Grundsatzentscheidung die Anliegen der Konsultationsteilnehmer berücksichtigt.

## 2.2 Anliegen 1: Versorgungssicherheit gewährleisten

**Die Konsultation zeigt, dass Versorgungssicherheit das oberste Kriterium für das zukünftige Strommarktdesign ist.** Diese Einschätzung ist Konsens quer durch alle Akteursgruppen. Die Sicherheit der Energieversorgung sei eines der überragenden Ziele der Energiepolitik, so zum Beispiel VDMA oder VKU. Versorgungssicherheit sollte, dies betont etwa MIBRAG, daher auf dem heutigen, hohen Niveau erhalten bleiben. Nur bei weiterhin hohen Versorgungssicherheitsstandards, darauf weisen etwa EWE und die Länder Niedersachsen und Nordrhein-Westfalen ausdrücklich hin, bleibe die Akzeptanz für die Energiewende hoch.

**Vielfach wird betont, dass Versorgungssicherheit ein zentraler Standortfaktor sei.** Diese Einordnung findet sich insbesondere in den Stellungnahmen von Wirtschaftsverbänden und Gewerkschaften, aber auch der Länder Bayern und Nordrhein-Westfalen. Die sichere Stromversorgung, so etwa BDEW und ver.di, sei das Fundament für den Erfolg des Industrie- und Hochtechnologiestandorts Deutschland. Unter anderem betont BDI, dass die im internationalen Vergleich hohe Qualität der Versorgungssicherheit ein klarer Standortvorteil sei.

**Einige Akteure fordern ein Monitoring der Versorgungssicherheit.** Ein Monitoring solle, so etwa Baden-Württemberg und WWF, Versorgungssicherheit mit einer mehrjährigen Vorausschau untersuchen. TenneT schlägt vor, neue Ansätze und Methoden einzubeziehen. Bei der Betrachtung solle nach Einschätzung der Übertragungsnetzbetreiber, von BDI sowie der Länder Baden-Württemberg und Nordrhein-Westfalen auch die europäische Perspektive berücksichtigt werden (siehe Maßnahme 18).

**Versorgungssicherheit sollte definiert werden.** Nach Einschätzung etwa von BDI sei zentral, was mit Versorgungssicherheit gemeint sei und welches Niveau erreicht werden solle. Für eine Definition von Versorgungssicherheit seien verschiedene Konzepte denkbar. Neben dem Index SAIDI, der Auskunft über netzbedingte Versorgungsunterbrechun-

gen gibt, würden andere Länder probabilistische Ansätze verwenden, die Versorgungssicherheit als Wahrscheinlichkeitsgröße beschreiben. Mit diesen Indikatoren könnte ein Versorgungssicherheitsziel oder -standard festgelegt werden (siehe Maßnahme 18).

## 2.3 Anliegen 2: Kosten begrenzen

**Die Mehrheit der Konsultationsteilnehmer fordert, die Kosten zu begrenzen.** Kosteneffizienz solle für viele Konsultationsteilnehmer neben Versorgungssicherheit das zentrale Ziel des neuen Strommarktdesigns sein. Unnötige Kosten für Unternehmen und Verbraucher sollten, dies akzentuiert etwa BASF, vermieden werden. Strompreise für private Haushalte und Industrie sollten laut zum Beispiel IG BCE nicht mehr steigen. BEE, FÖS und Hamburg fordern, dabei auch externe Kosten, und unter anderem BDI und RAP, Auswirkungen auf Energieeffizienz zu berücksichtigen.

**Kosten spielen aus Sicht unterschiedlicher Akteure bei verschiedenen Aspekten des Strommarktdesigns eine Rolle.** Beispielsweise ermögliche ein europäischer Binnenmarkt Ausgleichseffekte und senke daher die Kosten. Darauf weisen etwa Wirtschaftsverbände, DGB und RAP hin. Ein technologieoffener Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen, auch das eine breit getragene Position, senke Kosten, weil sich die billigsten Flexibilitätsoptionen im Wettbewerb durchsetzen würden.

**Zentral in der Konsultation ist für viele Teilnehmer, dass die internationale Wettbewerbsfähigkeit der Industrie erhalten bleiben muss.** Für die Industrie seien, dies betonen etwa BDI, BASF und WV Stahl, wettbewerbsfähige Strompreise als Standortfaktor von zentraler Bedeutung. Das neue Marktdesign müsse, so BDI, „bei möglichst geringen Gesamtkosten unter Beachtung des Klimaschutzes und der Integration der erneuerbaren Energien in den Markt ausreichend gesicherte Leistung gewährleisten – und dies zu wettbewerbsfähigen Strompreisen für die Industrie“. Dies gelte etwa für BASF insbesondere für die energieintensive Industrie.

**Substantielle und unnötige Mehrkosten für Verbraucher sollten verhindert werden.** Diese Position wird quer durch alle Akteursgruppen getragen. Mehrkosten für Verbraucher müssten ehrlich bei der Bewertung aller Instrumente und Optionen zur Absicherung des Strommarktes berücksichtigt werden, so VKU und BDEW. Sinkende Börsenstrompreise,

darauf legt Sachsen-Anhalt Wert, sollten verstärkt an Verbraucher weitergereicht werden. Auch Verteilungseffekte zwischen Verbrauchern und Erzeugern (so etwa vzbv) und zwischen energieintensiver Industrie, Gewerbe, Handel und Haushalten (so etwa das Forschungsinstitut IASS) sollten berücksichtigt werden. Kosten sollten in den Augen von FÖS also nicht nur minimiert, sondern auch gerecht verteilt werden.

**Kosten durch neue Subventionen und Regulierungsrisiken sollten vermieden werden.** Das ist eine weitere Forderung, die breiten Rückhalt findet. Politisch induzierte Kostensteigerungen und subventionsgetriebene Steigerungen von Stromkosten sollten etwa laut EIKE vermieden werden. Unter anderem Nordrhein-Westfalen betont, dass neue Subventionstatbestände, die nach Beseitigung der bestehenden Netzengpässe nicht mehr benötigt würden, vermieden werden sollten. Entscheidungen sollten möglichst reversibel bleiben. Darauf legen UBA und Berlin Wert. Auch sollten Risiken durch Marktmacht und bei der Parametrierung vermieden werden, so etwa das BKartA.

## 2.4 Anliegen 3: Innovation und Nachhaltigkeit ermöglichen

**Entscheidungen zum Strommarktdesign sollten Rückwirkungen auf die Transformation des Stromversorgungssystems berücksichtigen.** Diesen Gesichtspunkt stellen unterschiedlichste Akteure heraus, von BDI bis zu BUND, von BWE bis e2m und von der IG Metall bis zu BITKOM. Auch mehrere Länder stellen diese Forderung. Viele Akteure fordern nicht nur kosteneffiziente, sondern auch nachhaltige und umweltverträgliche Versorgungssicherheit. Ein Strukturwandel im deutschen Kraftwerkspark ist insbesondere aus Sicht von Umweltverbänden, IASS, SRU und Hessen notwendig, sollte jedoch nach Auffassung von BDI, IASS und Sachsen keine Vorfestlegungen für bestimmte Technologien beinhalten.

**Das Strommarktdesign müsse ganzheitlich gedacht werden.** Das ist eine breit getragene Forderung. Die Ziele der Energiewende sowie zum Ausbau der erneuerbaren Energien, das neue Strommarktdesign und die Klimaschutzstrategie der Bundesregierung müssten kohärent gestaltet werden. Eine isolierte Betrachtung der erneuerbaren Energien einerseits und der konventionellen Energien andererseits, so etwa AmCham Germany, sei nicht zielführend. Dem stimmt auch der BDI zu: Es sei eine „ganzheitliche Sichtweise“ nötig. Nur diese führe „zu einer gesamtkosteneffizi-

enten Lösung“. Für einige Privatpersonen, aber auch Niedersachsen ist die gesellschaftliche Akzeptanz für die Energiewende ein weiterer, wichtiger Faktor.

### **Viele Akteure betonen die Chancen, welche die Transformation des Stromversorgungssystems mit sich bringt.**

RWE hebt hervor, dass die Energiewende mit Risiken, aber auch Chancen für die Beteiligten verbunden sei. BEE und Klima-Bündnis betonen, schon das Erneuerbare-Energien-Gesetz habe zu Innovationen, Technologieentwicklungen und Arbeitsplätzen geführt. Laut Sachsen bestünden heute zusätzlich im Bereich eines umweltgerechten Einsatzes konventioneller Energien Exportchancen für die deutsche Wirtschaft, wenn die Energiewende in Deutschland erneuerbare Energien mit einem umweltgerechten Einsatz konventioneller Energien kombiniere. Der BNE betont, Wirtschaftschancen könnten sich auch aus der Digitalisierung ergeben.

### **Die Energiewende biete die Chance, Innovationen zu entwickeln und die Industriegesellschaft zu modernisieren.**

Trianel sieht die Energiewende als einen Innovationsmotor für effiziente Technologien, die CO<sub>2</sub>-Emissionen reduzieren oder vermeiden und für die notwendige Flexibilität im Stromsektor sorgen. Laut BEE lasse gerade die Weiterentwicklung des Strommarktes vielfältige Innovationen erwarten. Zu den für die Energiewende wichtigen Innovationen gehörten, so etwa EnerNoc, unter anderem Speicher, Lastmanagement und der Anlagenbau hochflexibler, umweltschonender Kraftwerke. Wichtig ist dabei für BDI, dass die Industrie nur freiwillig und nach individueller betriebswirtschaftlicher Attraktivität Lastmanagement bereitstelle.

### **Voraussetzung für Innovationen seien marktbasierende Strukturen und freier Wettbewerb.**

Diesen Aspekt führen verschiedene Akteure aus allen Bereichen an. Innovationen sollten über Marktgestaltung und nicht über künstliche Preisgrenzen angereizt werden. Das ist zum Beispiel VG PowerTech und BKartA wichtig. Der Markt entwickle selbständig neue Lösungen für die Energiewende. So unterstütze ein technologieoffener Wettbewerb für Flexibilitätsoptionen die für die Energiewende notwendigen Innovationen, so etwa Schleswig-Holstein. Hamburg betont zusätzlich, dass eine möglichst vollständige Internalisierung externer Kosten Innovationen anrege.

### **Entscheidend für eine erfolgreiche Transformation seien langfristig stabile Rahmenbedingungen.**

Das ist ein Gesichtspunkt, der vor allem vielen Wirtschafts- und Ländervertretern wichtig ist. Das Marktdesign müsse langfris-

tig funktionieren, Strategieentscheidungen langfristig tragfähig sein (zum Beispiel VDMA, ZVEI).

**Der Strommarkt sollte im Einklang mit den erneuerbaren Energien weiterentwickelt werden.** Diese Forderung wird von Teilnehmern aus allen Akteursgruppen erhoben. Wind und Photovoltaik seien die neuen Leittechnologien, hebt neben BEE, Vertretern der Wissenschaft und dem Land Rheinland-Pfalz etwa auch das Dänische Energieministerium hervor. Erneuerbare Energien seien, betont Sachsen-Anhalt, Taktgeber für das technische System und das Marketdesign. Auch erneuerbare Energien müssten sich daher stärker am Markt orientieren. Für den BDEW sollte ihre Marktintegration im Kontext des Grünbuchs angesprochen werden. Zudem müssten die Energiemärkte sich selbst entsprechend den Anforderungen des Transformationsprozesses weiterentwickeln, so mehrere Privatpersonen und unter anderem mehrere Länder.





# Teil II:

## Grundsatzentscheidung: Strommarkt 2.0

Nach Abwägung aller Argumente hat sich das BMWi entschlossen, den Strommarkt zum Strommarkt 2.0 weiterzuentwickeln. Es wird einen verlässlichen Rechtsrahmen vorschlagen, auf den Investoren vertrauen können und in dem Stromkunden in eigener Verantwortung bestimmen, wie viele Kapazitäten vorgehalten werden. Grundlage dieser politischen Richtungsentscheidung sind die vorliegenden Gutachten, die Konsultation des Grünbuchs und zahlreiche Gespräche mit Ländern, Bundestagsfraktionen, Nachbarländern, der Europäischen Kommission sowie Unternehmen und Verbänden, unter anderem in der Plattform Strommarkt. Mit dieser Entscheidung für den Strommarkt 2.0 bekennt sich das BMWi ausdrücklich zum liberalisierten, europäischen Strommarkt. Drei Gründe motivieren diese Entscheidung: Der Strommarkt 2.0 gewährleistet erstens Versorgungssicherheit, ist zweitens kostengünstiger und ermöglicht drittens Innovationen und Nachhaltigkeit (Kapitel 3). Damit erfüllt er die Anliegen der Konsultationsteilnehmer. Maßnahmen aus drei Bausteinen entwickeln den derzeitigen Strommarkt zum Strommarkt 2.0 weiter (Kapitel 4).

### **Strommarkt 2.0 statt Kapazitätsmarkt: eine richtungsweisende Entscheidung**

**Die Entscheidung für das zukünftige Strommarktdesign gibt eine grundsätzliche politische Richtung vor.** Sie bestimmt, unter welchen Voraussetzungen sich der Strommarkt in den kommenden Jahrzehnten entwickelt.

**Die Entscheidung wird den Strommarkt in den kommenden Jahrzehnten prägen.** Die Debatte über das Strommarktdesign hat die Marktakteure verunsichert. Kraftwerksbetreiber haben ihre Kapazitäten nicht stillgelegt, weil sie auf neue Zahlungen für diese Kraftwerke gehofft haben; Marktakteure haben Investitionen in Kapazitäten zurückgehalten, weil sie unsicher waren, wie sich der Markt zukünftig entwickeln würde. Daher ist die Entscheidung für einen Strommarkt 2.0 oder für einen Kapazitätsmarkt eine Grundsatzentscheidung. Das BMWi schafft mit seinem Regelungsvorschlag Planungssicherheit für die Investoren.

**Das BMWi hat sich nach Abwägung aller Argumente für einen weiterentwickelten Strommarkt (Strommarkt 2.0) entschieden.** Mit dieser Grundsatzentscheidung berücksichtigt das BMWi wichtige Gutachten und Studien zum Strommarktdesign. Dazu zählen unter anderem vier vom BMWi beauftragte Gutachten zum Strommarktdesign (Frontier, Formaet 2014, Frontier, Consentec 2014, r2b 2014, Connect 2014) sowie die Leitstudie Strommarkt 2015 (Connect 2015a). Das BMWi berücksichtigt auch die Ergebnisse der Konsultation (siehe Teil I), den Dialog mit den Teilnehmern der Plattform Strommarkt und zahlreiche Gespräche mit gesellschaftlichen Akteuren.

**Mit dieser Entscheidung bekennt sich das BMWi zum liberalisierten, europäischen Strommarkt.** Bis 1998 hatten Stromversorger feste Versorgungsgebiete. Stromversorgung und Netze waren zumeist in einer Hand. Diese Monopole wurden aufgelöst. Seitdem sorgt Wettbewerb für eine effizientere Stromerzeugung. Parallel hat die Kopplung nationaler Märkte dazu geführt, dass Strom heute effizienter erzeugt und gehandelt wird und weniger Kapazitäten national benötigt werden, um Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Dies senkt die Kosten der Stromversorgung. Der Strommarkt 2.0 baut auf dem liberalisierten, europäischen Markt auf und setzt diese Entwicklung weiter fort.

# Kapitel 3:

## Gründe für den Strommarkt 2.0

Das BMWi hat sich nach Abwägung aller Argumente für einen weiterentwickelten Strommarkt (Strommarkt 2.0) entschieden. Maßgeblich für die Entscheidung sind drei Gründe: Erstens gewährleistet der Strommarkt 2.0 Versorgungssicherheit (3.1); zweitens ist der Strommarkt 2.0 kostengünstiger (3.2); drittens ermöglicht der Strommarkt 2.0 Innovationen und Nachhaltigkeit (3.3).

### 3.1 Grund 1: Der Strommarkt 2.0 gewährleistet Versorgungssicherheit

Versorgungssicherheit hat in einem Industrieland wie Deutschland eine sehr hohe Bedeutung und darf nicht gefährdet werden. Das BMWi ist überzeugt, dass ein weiterentwickelter Strommarkt Versorgungssicherheit gewährleisten kann: Für die kommenden Jahre reichen die vorhandenen Kapazitäten (Erzeuger oder flexible Verbraucher) aus. Darüber hinaus können sich die benötigten Kapazitäten über die Marktmechanismen refinanzieren. Ausreichende Deckungsbeiträge können Kapazitäten zum Beispiel auf den kurzfristigen Spotmärkten, den langfristigen Terminmärkten, den Regelleistungsmärkten sowie in Options- oder Absicherungsverträgen erzielen. Damit diese Refinanzierung über Marktmechanismen funktioniert, muß die Preisbildung frei bleiben. Zudem setzt das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem den Stromlieferanten starke Anreize dafür, die Bilanzkreise auszugleichen und ihre Lieferverpflichtungen zu erfüllen.

### Der Strommarkt 2.0 gewährleistet eine sichere Versorgung mit Strom

**Versorgungssicherheit am Strommarkt ist gegeben, wenn sich Angebot und Nachfrage jederzeit ausgleichen können.** Verbraucher können dann immer Strom beziehen, wenn ihre Zahlungsbereitschaft (Nutzen) höher ist als der Marktpreis (Kosten). Es müssen daher auch in Zeiten der höchsten (nicht durch Windkraft und Photovoltaik gedeckten) Nachfrage ausreichend Kapazitäten zur Verfügung stehen. Zu Kapazitäten gehören neben konventionellen Kraftwerken und Erneuerbare-Energien-Anlagen auch flexible Verbraucher und Speicher. Diese Kapazitäten müssen im erforderlichen Umfang kontrahiert und eingesetzt werden. Versorgungssicherheit ist das zentrale Anliegen der Konsultationsteilnehmer zur Grundsatzentscheidung (siehe Kapitel 2).

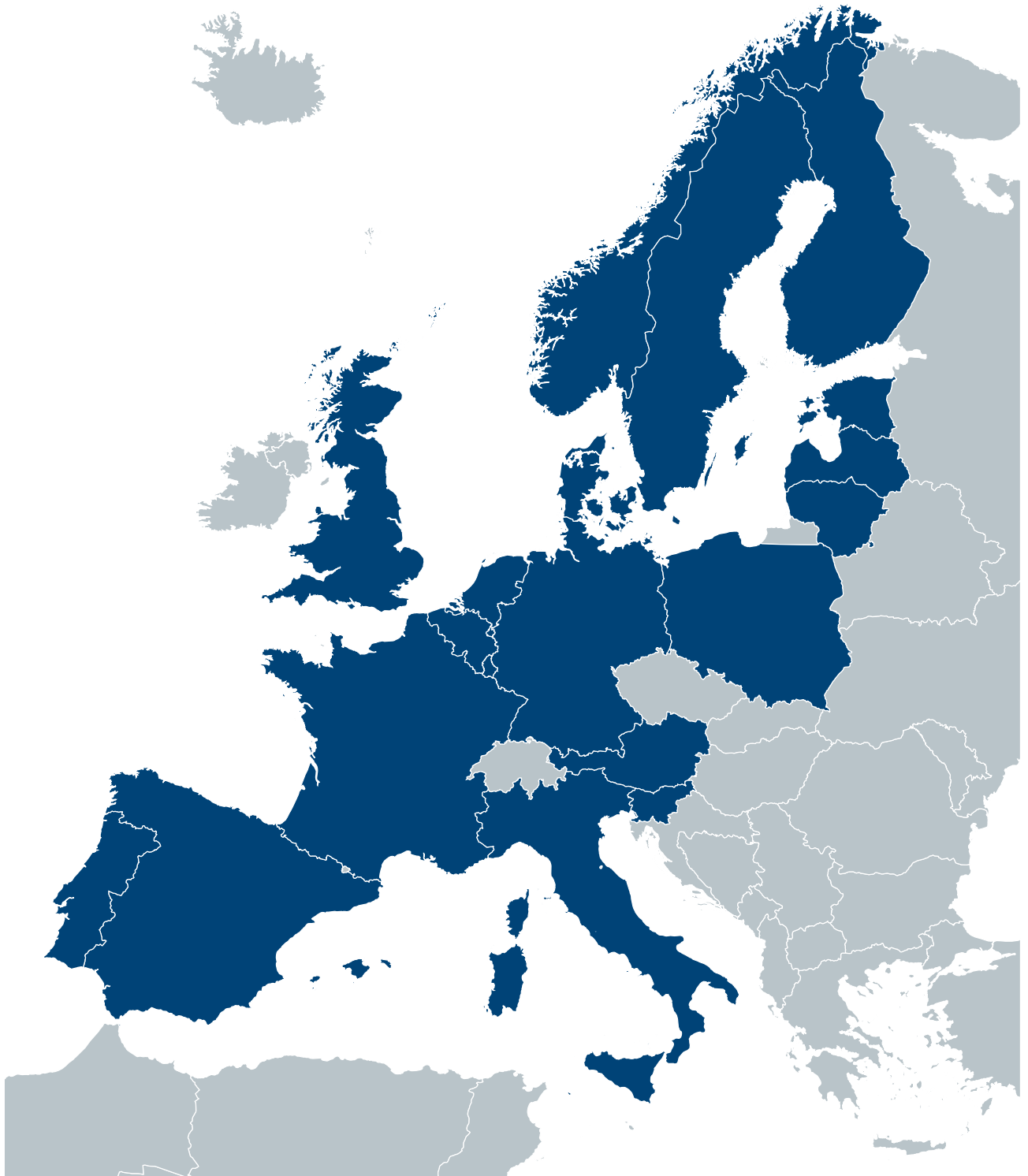
### Versorgungssicherheit muss europäisch gedacht werden.

Deutschland liegt geographisch in der Mitte Europas. Bereits heute ist der deutsche Strommarkt eng mit den Strommärkten seiner Nachbarländer verbunden (siehe Abbildung 7). Die derzeit nutzbaren Transportkapazitäten liegen bei ungefähr 20 GW und ermöglichen den grenzüberschreitenden Stromhandel (r2b 2014). Durch großräumige Ausgleichseffekte, insbesondere bei den Höchstlasten und der Einspeisung aus erneuerbaren Energien, kann im europäischen Binnenmarkt Versorgungssicherheit kostengünstiger erreicht werden. Die gemeinsame Höchstlast ist geringer als die Summe der nationalen Höchstlasten. Es müssen daher weniger Kapazitäten (konventionelle und erneuerbare Kraftwerke, Lastmanagement und Speicher) vorgehalten werden.

**Zwei neue Berichte zeigen: Im für Deutschland relevanten Marktgebiet reichen die Kapazitäten in den kommenden Jahren aus.** Derzeit bestehen 60 GW Überkapazitäten im deutschen und europäischen Strommarkt (ÜNB 2014, ENTSO-E 2014). Auch in den kommenden Jahren wird es in diesem Gebiet ausreichend Kapazitäten geben. Dies bestätigen zwei aktuelle Berichte zur Entwicklung der Versorgungssicherheit, die auf den Best-Guess-Prognosen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber – das heißt, die aus Sicht der europäischen Übertragungsnetzbetreiber wahrscheinlichste Entwicklung – für die Kapazitätsentwicklung basieren.<sup>6</sup> Sie betrachten die Länder Deutschland, Frankreich, Österreich, Schweiz und die Benelux-Staaten

<sup>6</sup> Die Best-Guess-Prognosen der europäischen Übertragungsnetzbetreiber vernachlässigen dabei sogar die Potenziale von Netzersatzanlagen und berücksichtigen nur sehr geringe Anteile der nutzbaren Potenziale für Lastmanagement. Flexibilitätsoptionen wie Netzersatzanlagen und Lastmanagement können jedoch künftig einen verstärkten Beitrag zur Versorgungssicherheit liefern.

Abbildung 7: Marktgebiet der nordwesteuropäischen Marktkopplung der Day-Ahead-Märkte



Quelle: Connect (2015a)

für den Zeitraum bis 2021 (Pentalaterales Energieforum 2015) sowie Deutschland und seine „elektrischen“ Nachbarländer für den Zeitraum bis 2025 (Consentec, r2b 2015). Beide Berichte markieren Meilensteine im Monitoring der Versorgungssicherheit in Strommärkten. Zum ersten Mal berücksichtigen die Berechnungen Ausgleichseffekte durch den Stromaustausch zwischen den Ländern. Die Ergebnisse zeigen, dass diese Ausgleichseffekte wesentlich zur Versorgungssicherheit beitragen können.

**Die Berichte zeigen auch: Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien wird der länderübergreifende Stromaustausch wichtiger.** Die Analysen von Consentec und r2b Energy Consulting haben unter anderem die residuale Höchstlast für Deutschland und seine „elektrischen Nachbarländer“ vertieft untersucht. Die residuale Last ist die Nachfrage, die nach Abzug der Erzeugung aus Wind- und Sonnenenergie vom restlichen Kraftwerkspark zu decken ist. Die Analysen zeigen: Im für Deutschland relevanten, auch seine „elektrischen Nachbarn“ einbeziehenden Marktgebiet ist die *zeitgleiche* residuale Höchstlast um mindestens 10 GW in 2015 und mindestens 20 GW in 2025 niedriger als die Summe der jeweiligen nationalen residualen Höchstlasten in demselben Gebiet. Diese länderübergreifenden Ausgleichseffekte sind im Umfang der verfügbaren grenzüberschreitenden Transportkapazitäten am Strommarkt nutzbar. Durch diese länderübergreifenden Effekte kann Versorgungssicherheit kostengünstiger erreicht werden, weil weniger Kapazitäten vorgehalten werden müssen.

**BMWi-Gutachter: Der Strommarkt 2.0 kann Versorgungssicherheit langfristig gewährleisten.** 2014 hat das BMWi vier Gutachten zum Strommarkt veröffentlicht (Frontier, Consentec 2014, Frontier, Formaet 2014, Connect 2014, r2b 2014). Die Beratungsunternehmen Frontier Economics, Formaet, Connect Energy Economics und r2b Energy Consulting haben in diesen Gutachten untersucht, ob der Strommarkt grundsätzlich ausreichend Kapazitäten anreizt, um Verbraucher zuverlässig mit Strom zu versorgen, oder ob zusätzlich ein Kapazitätsmarkt erforderlich ist. Die Gutachter kommen zu dem Ergebnis, dass ein weiterentwickelter Strommarkt ausreichend Kapazitäten anreizen kann, um eine sichere Stromversorgung der Verbraucher zu gewährleisten. Dabei haben sie Flexibilitätsoptionen wie Lastmanagement und Netzersatzanlagen berücksichtigt.

**Für die Gewährleistung der Versorgungssicherheit müssen sich nicht alle, sondern nur die benötigten Kapazitäten refinanzieren.** In den kommenden zehn Jahren werden voraussichtlich kaum neue Kraftwerke gebraucht. Über die im Bau befindlichen Kraftwerke und die Reaktivierung einiger vorübergehend stillgelegter Anlagen hinaus werden nur wenige Spitzenlastkapazitäten wie zum Beispiel Motorkraftwerke und Gasturbinen benötigt (r2b 2014). Diese flexiblen Anlagen haben geringe Investitionskosten und können in kurzer Zeit gebaut werden. Ihr Betrieb ist auch bei geringen Ausnutzungsdauern rentabel. Zugleich werden andere Flexibilitätsoptionen wie Lastmanagement und Netzersatzanlagen eine größere Bedeutung erlangen.

**Eine Kapazitätsreserve sichert die Stromversorgung ab.** Mit einer Kapazitätsreserve stellen wir dem Strommarkt 2.0 eine zusätzliche Absicherung zur Seite. Im Unterschied zum „Kapazitätsmarkt“ umfasst die Kapazitätsreserve nur Kraftwerke, die nicht am Strommarkt teilnehmen und den Wettbewerb und die Preisbildung nicht verzerren. Diese Kraftwerke kommen nur dann zum Einsatz, wenn es trotz freier Preisbildung am Großhandelsmarkt wider Erwarten einmal nicht zur Deckung von Angebot und Nachfrage kommen sollte. Mit der Kapazitätsreserve wird gewährleistet, dass auch in einer solchen Situation alle Verbraucher Strom beziehen können.

#### Funktionsweise des Strommarktes<sup>7</sup>

**Der Strommarkt besteht aus verschiedenen Teilmärkten.** Strom wird an der Börse und außerbörslich gehandelt. An den Strombörsen können Unternehmen standardisierte Produkte an kurzfristigen Spotmärkten und langfristigen Terminmärkten kaufen und verkaufen. Außerbörslich schließen die Akteure bilaterale, nicht standardisierte Verträge ab. Zusätzlich schreiben die Übertragungsnetzbetreiber Regelleistung aus, um unvorhersehbare Abweichungen auszugleichen.

**Die Teilmärkte ermöglichen kurz- und langfristigen Stromhandel.** Der Spotmarkt besteht aus dem Day-Ahead-Markt und dem Intraday-Markt. Auf dem Day-Ahead-Markt werden Stromlieferungen für den

<sup>7</sup> Die Funktionsweise des Strommarktes ist in Kapitel 1 des Grünbuchs ausführlich erläutert.

kommenden Tag gehandelt. Auf dem Intraday-Markt können die Marktteilnehmer bis 45 Minuten vor Lieferung Strom handeln. An den Terminmärkten können Unternehmen Lieferungen mehrere Jahre im Voraus handeln. Die entsprechenden Produkte heißen an der Börse „Futures“. Diese können beispielsweise an der European Energy Exchange (EEX) bis zu sechs Jahre im Voraus gehandelt werden. Außerbörslich wird von „Forwards“ gesprochen.

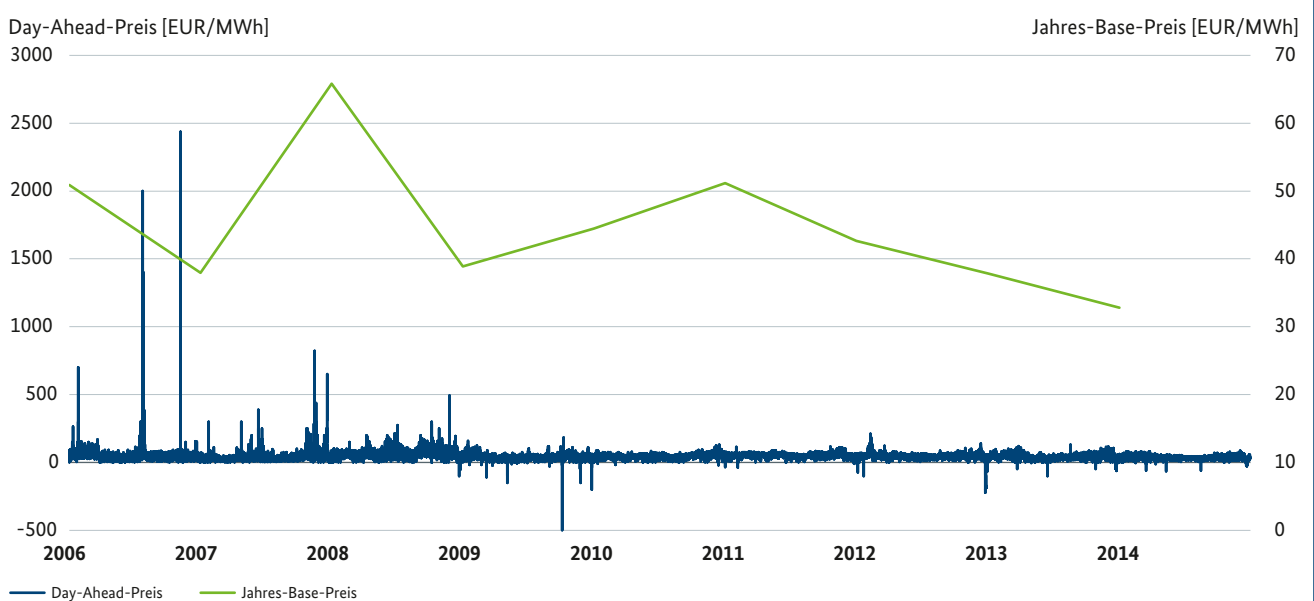
**Der Börsenpreis ergibt sich als Schnittpunkt von Angebot und Nachfrage.** Am Strommarkt kommen zuerst die Anbieter mit den geringsten variablen Kosten zum Einsatz („Merit-Order“). Dies minimiert die Kosten der Stromversorgung. In einem wettbewerblichen Strommarkt entspricht der Börsenpreis für Strom den variablen Kosten der teuersten Erzeugungsanlage im Einsatz. Diese Anlage wird dann „Grenzanlage“, der Börsenpreis dann „Grenzkostenpreis“ genannt. Bei hoher Stromnachfrage können auch flexible Verbraucher auf Basis ihrer Opportunitätskosten Angebot und Nachfrage zusammenführen. In diesem Fall setzen die Nachfrager den Strompreis.

### Im Strommarkt 2.0 können sich die benötigten Kapazitäten refinanzieren

**Der Abbau von Überkapazitäten und der Ausbau von Wind- und Sonnenenergie verändern die Marktpreise, nicht aber die Marktmechanismen.** Die grundsätzlichen Marktstrukturen wie die Spot- und Terminmärkte, der außerbörsliche Handel und die Regelleistungsmärkte bleiben bestehen (siehe Kasten zur Funktionsweise des Strommarktes, S. 36f). Allerdings verändern sich die Marktpreise. Dies hat zwei zentrale Gründe:

- **Erstens führt der Abbau von Überkapazitäten an konventionellen Kraftwerken zu mehr Knappheiten im Stromsystem.** Preisspitzen signalisieren diese Knappheiten. Häufigkeit und Höhe der Preisspitzen hängen vor allem von Umfang und Art der genutzten Flexibilitätsoptionen ab (Connect 2015a, r2b 2014, Frontier, Formaet 2014). In einem flexiblen Markt kann man erwarten, dass sich regelmäßige, moderate Preisspitzen auf dem Großhandelsmarkt einstellen. In der heutigen Marktsituation spiegeln sich die bestehenden Überkapazitäten in nicht vorhandenen Preisspitzen und niedrigen Preisen der langfristigen Verträge wider (siehe Abbildung 8)<sup>8</sup>.

**Abbildung 8: Die bestehenden Überkapazitäten verhindern Preisspitzen und senken die Preise am Großhandelsmarkt**



Quelle: Connect (2015a)

<sup>8</sup> Die Preise heute sind vergleichbar mit denen der Anfangsjahre der Liberalisierung, als in der Monopolzeit aufgebaute Überkapazitäten ebenfalls zu einem niedrigen Preisniveau und geringer Preisvolatilität führten (Connect 2015).

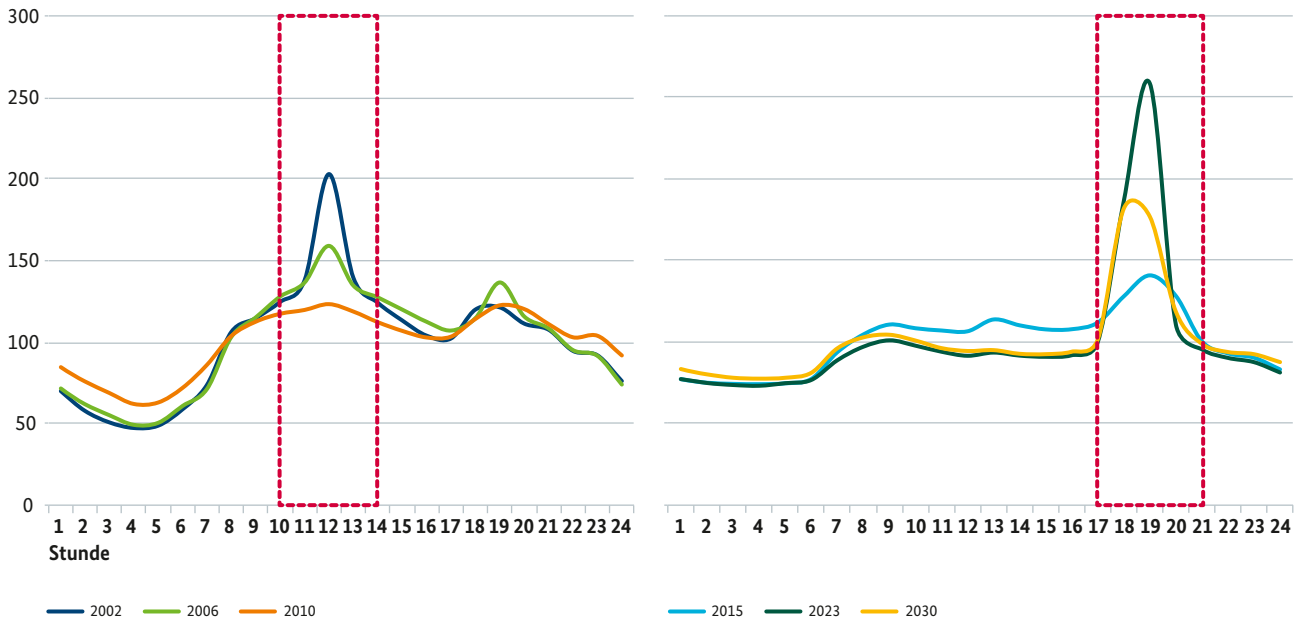
● **Zweitens verändert der Ausbau von Wind- und Sonnenenergie, wann welche Kapazitäten die Strompreise setzen.** Mit dem Ausbau von Wind- und Sonnenenergie decken nach Anpassungen im Kraftwerkspark immer mehr flexible Kapazitäten (Spitzenlastkapazitäten) anstelle großer Kraftwerke (Grundlastkapazitäten) die restliche Nachfrage. Während die variablen Kosten von Wind und Sonne bei nahe null liegen, haben die flexiblen Kapazitäten höhere variable Kosten. Daher wird der Strompreis zukünftig stärker und häufiger schwanken: in Zeiten von viel Wind und Sonne wird er niedrig sein, bei Flaute und Dunkelheit wird er durch relativ teure, flexible Kapazitäten bestimmt. Strom aus Photovoltaikanlagen senkt die traditionell hohen Preise in der Mittagszeit. Stattdessen treten Preisspitzen zukünftig vermehrt in den frühen Abendstunden auf (siehe Abbildung 9).

**Der Strommarkt 2.0 bietet weiterhin verschiedene Refinanzierungsmöglichkeiten für die benötigten Kapazitäten.** Kapazitäten wie konventionelle Kraftwerke können weiterhin an den kurzfristigen Spotmärkten und langfristigen Terminmärkten teilnehmen sowie außerbörslich mit Strom handeln. Auch können sie zum Beispiel durch die Bereitstellung von Regelleistung weitere Einkommen erzielen (siehe Kasten zur Refinanzierung von Kapazitäten, S. 41).

**Die Strompreise ermöglichen weiterhin Deckungsbeiträge für häufig benötigte Kapazitäten.** Der Börsenpreis für Strom entspricht in der Regel den variablen Kosten der teuersten benötigten Erzeugungsanlage. Kapazitäten, deren variable Kosten geringer sind als die variablen Kosten der teuersten benötigten Erzeugungsanlage, erwirtschaften daher Deckungsbeiträge: Sie erwirtschaften eine Marge zur Deckung ihrer fixen Betriebs- und Kapitalkosten, da der Börsenpreis für Strom höher ist als ihre variablen Kosten.

**Abbildung 9: Höhere Preise verlagern sich zukünftig tendenziell von der Mittagszeit in die frühen Abendstunden**

Prozent des Base-Preises des jeweiligen Jahres



Quellen: Frontier, Formaet (2014) und BET (2015)



**Preisspitzen ermöglichen Deckungsbeiträge für nur selten benötigte Kapazitäten.** Positive Preisspitzen ermöglichen zusätzliche Deckungsbeiträge für alle benötigten Kapazitäten: In Zeiten von sehr hoher Nachfrage können entweder Anlagen Gebote oberhalb ihrer Grenzkosten durchsetzen oder der Ausgleich erfolgt über Lastmanagement. In beiden Fällen kann der Börsenpreis über die variablen Kosten der teuersten Erzeugungsanlage steigen und somit dieser Deckungsbeiträge zur Refinanzierung von fixen Betriebskosten und Kapitalkosten ermöglichen.

**Häufige, moderate Preisspitzen reichen für die Refinanzierung aus.** In den Modellrechnungen des Strommarktgutachtens von r2b im Auftrag des BMWi (r2b 2014) liegen die für die Refinanzierung der Investitionen erforderlichen Preisspitzen weit unter der technischen Preisgrenze des Day-Ahead-Marktes der EPEX SPOT. Dabei liegen die zehn teuersten Stunden im Jahr 2020 im Durchschnitt unter 200 Euro/MWh und die teuerste Stunde bei rund 400 Euro/MWh. Im Jahr 2030 liegen die zehn teuersten Stunden unter 700 Euro/MWh und die teuerste bei rund 1200 Euro/MWh (r2b 2014). Sollten Lastmanagement und Netzersatzanlagen in geringerem Umfang zur Verfügung stehen als im Gutachten angenommen, funktioniert der Strommarkt 2.0 dennoch. Dann sind die Preisspitzen höher, aber gleichzeitig auch seltener.

**Langfristige Verträge bieten weiterhin Refinanzierungsmöglichkeiten für planbare Kapazitäten.** Über langfristige Verträge sichern sich Käufer – zum Beispiel Stromlieferanten oder Großverbraucher – gegen das Risiko von Preisschwankungen am Strommarkt ab. Dafür sind sie bereit, Prämien zu zahlen. Dies eröffnet den Verkäufern zusätzliche Erlösmöglichkeiten. Langfristige Verträge reizen daher im Strommarkt 2.0 zusammen mit Preisspitzen an den Spotmärkten und anderen Refinanzierungsmöglichkeiten Investitionen in die benötigten Kapazitäten an.

**Bereits heute entlohnen langfristige Lieferverträge Kapazitäten für die Planbarkeit ihrer Produktion.** An den Terminmärkten kann Strom für eine zukünftige Lieferung für einzelne Tage, Wochen, Monate und Quartale bis hin zu ganzen Jahren gehandelt werden. Der Käufer – zum Beispiel ein Industrieunternehmen – zahlt eine zusätzliche Prämie dafür, dass er die Menge Strom zu einem im Voraus bekannten und sicheren Preis erhält. Über diese langfristigen Lieferverträge können planbare Kapazitäten sogar direkt von einer hohen Einspeisung aus erneuerbaren Energien profitieren. Hat ein Stromerzeuger seine Erzeu-

gungskapazität bereits zuvor am Terminmarkt verkauft, kann er seine unternehmerische Strategie so auslegen, dass er von einer großen Einspeisung von Wind- und Sonnenstrom profitiert. Fallen die Strompreise am Spotmarkt unter die variablen Kosten seiner eigenen Anlage, dann kann er seine Produktion drosseln oder ganz abschalten, Strom zu geringeren Preisen am Spotmarkt kaufen und damit seine Lieferverpflichtung erfüllen. Damit spart er Brennstoffkosten und erfüllt dennoch seine Verpflichtung zur Lieferung von Strom.

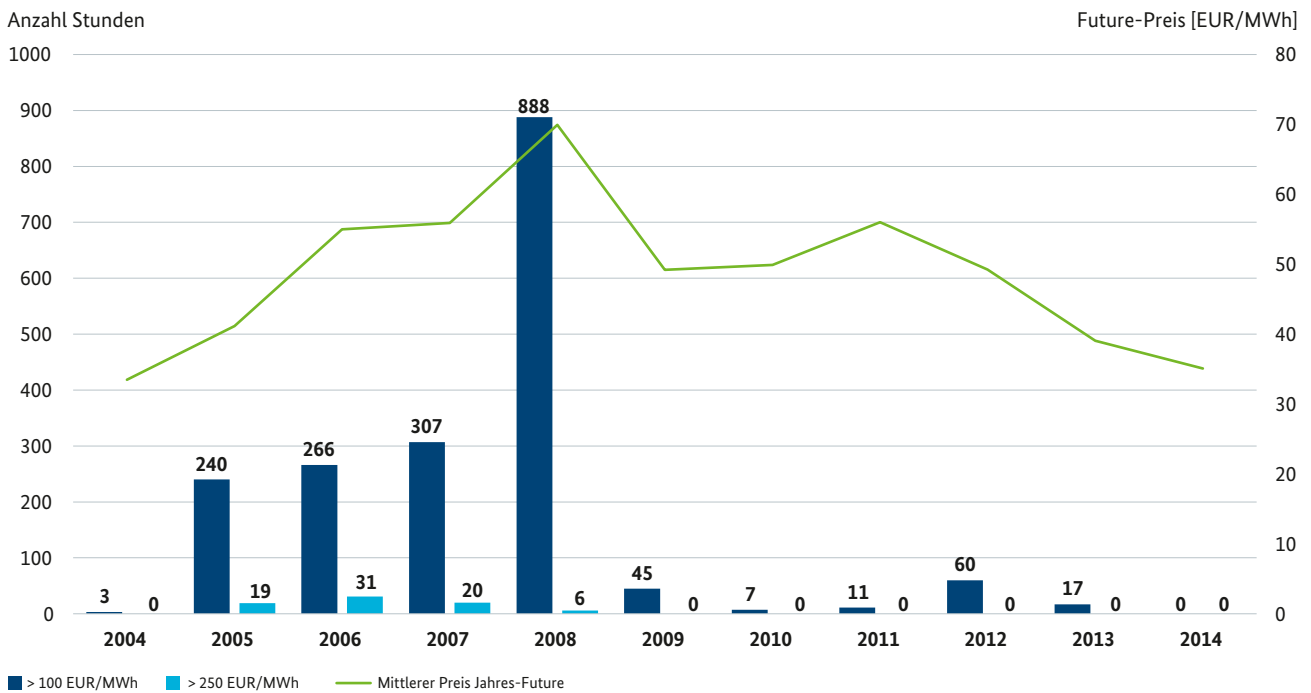
**Verbraucher können sich gegen Preisspitzen absichern und über langfristige Verträge von ihrer Flexibilität profitieren.** Stromanbieter bieten Haushaltskunden Tarife auf Basis der durchschnittlichen Großhandelspreise an. Selbst deutliche Preisspitzen in wenigen Stunden haben kaum einen Einfluss auf den durchschnittlichen Großhandelspreis. Haushaltskunden sind durch feste Tarife gegen Preisspitzen am Großhandelsmarkt abgesichert. Industrielle Großverbraucher können hingegen über langfristige Verträge von Preisspitzen sogar profitieren: Sie sichern sich langfristig ihre Stromlieferungen zu günstigen Preisen. Bei Preisspitzen am Großhandelsmarkt können sie dann zusätzliche Erlöse erzielen, indem sie bereits zu einem geringeren Preis beschafften Strom am Großhandelsmarkt wieder verkaufen – soweit sie in der Lage sind, ihre eigene Stromnachfrage zeitlich zu verschieben.

**Langfristige Options- oder Absicherungsverträge bieten zusätzliche Möglichkeiten zur Absicherung von Risiken.** Neben langfristigen Lieferverträgen gibt es auch langfristige Verträge, die Preis- und Mengenrisiken absichern. Optionsverträge geben Akteuren beispielsweise das Recht, Strom zu einem vorbestimmten Preis zu kaufen oder zu verkaufen. Sie ermöglichen eine Ersatzbeschaffung, wenn sich die Strompreise an der Strombörse ungünstig entwickeln. Kauft zum Beispiel ein Industrieunternehmen nur einen Teil seines Strombedarfs über langfristige Lieferverträge, kann es zusätzlich eine Kauf-Option erwerben: Entwickeln sich die Preise ungünstig, setzt das Unternehmen die Option ein und erhält Strom zu einem vorab bekannten Preis. Entwickeln sich die Preise günstig, kauft das Unternehmen Strom am Spotmarkt und lässt die Option verfallen. Unabhängig davon, ob das Unternehmen die Option einsetzt, erzielt der Verkäufer Einnahmen über den Verkauf der Option. Damit sich Unternehmen in Zukunft noch besser gegen Preisspitzen absichern können, entwickeln die Strombörsen derzeit neue Produkte (siehe Kasten zu den Aktivitäten der Strombörsen, S. 55f).

**Volatilere Preise stärken die Refinanzierungsmöglichkeiten aus langfristigen Verträgen für planbare Kapazitäten.** Die Preise der langfristigen Verträge spiegeln auch wider, wie häufig Akteure Preisspitzen erwarten und wie viel sie bereit sind, für die Absicherung gegen diese Preisspitzen zu bezahlen. Grundsätzlich gilt dabei: Je stärker Knappheiten sich in Preisspitzen widerspiegeln, desto stärker steigen die durchschnittlichen Preise in den langfristigen Verträgen (siehe Abbildung 10). Wie stark dieser Zusammenhang ist, hängt unter anderem davon ab, wie stark sich nicht nur die Verbraucher, sondern auch die Stromerzeuger gegen Risiken absichern wollen. Als Ergebnis entstehen volkswirtschaftlich effiziente Preise, welche eine Refinanzierung der Kapazitäten zu den für die Verbraucher geringstmöglichen Kosten ermöglichen.

**Der Abbau von Überkapazitäten an konventionellen Kraftwerken und der Ausbau erneuerbarer Energien verändern die Strategien der Marktakteure.** Marktakteure optimieren den Einsatz ihrer Kapazitäten zwischen den bestehenden Märkten. Dabei schätzen sie individuell ihre Chancen und Risiken anhand der erwarteten Preisentwicklungen ab. Zum Beispiel kann sich ein flexibles Kraftwerk gegen eine höhere Preisvolatilität am Spotmarkt absichern. War es zuvor hauptsächlich an den Spotmärkten aktiv, kann es zukünftig verstärkt einen großen Anteil seiner Stromproduktion über langfristige Lieferverträge oder Optionsverträge verkaufen. Je nachdem, wie sich die Preise entwickeln, verkauft es zusätzlich einen kleineren Anteil seiner Produktion an den Spot- oder Regelleistungsmärkten.

**Abbildung 10: Häufigkeit von Preisspitzen auf dem Day-Ahead-Markt und durchschnittliche Preise von Jahres-Futures in der deutsch-österreichischen Marktzone**



Quelle: Connect (2015a)

### Refinanzierung von Kapazitäten über Marktmechanismen

**Der Strommarkt bietet viele Refinanzierungsmöglichkeiten.** Kapazitäten wie konventionelle Kraftwerke, Speicher und flexible Verbraucher können an verschiedenen Märkten teilnehmen:

- an langfristigen Terminmärkten,
- an kurzfristigen Spotmärkten sowie
- an Regelleistungsmärkten.

Zusätzlich können sie:

- außerbörslich Strom kaufen und verkaufen oder
- sich und andere Marktakteure über bilaterale Verträge (Options- und Absicherungsverträge) absichern.

Zusätzliche Aktivitäten generieren weitere Einkommensmöglichkeiten. Beispielsweise können Kraft-Wärme-Kopplungskraftwerke neben Strom auch Wärme verkaufen.

**Der Strommarkt vergütet neben Arbeit auch Leistung.** Arbeit umfasst die bereitgestellte Energie (man spricht dann von Kilowatt- oder Megawattstunde). Leistung beschreibt die Erzeugungskapazität und damit die Möglichkeit zur Energiebereitstellung (man spricht dann von Kilo- oder Megawatt). An den Spotmärkten wird *explizit* nur elektrische Arbeit gehandelt. Daher wird oft vom „Energy only Markt“ gesprochen. *Implizit* vergütet der bestehende Strommarkt Leistung durch unbedingte Lieferverpflichtungen auf Terminmärkten, Spotmärkten und in Strombezugsverträgen. *Explizit* vergütet der Strommarkt Leistung beispielsweise auf dem Regelleistungsmarkt, in Optionsverträgen oder Absicherungsverträgen.

**Um sich zu refinanzieren, müssen neue Kapazitäten ausreichend Deckungsbeiträge erzielen.** Einerseits haben Kapazitäten *variable Kosten*. Die variablen Kosten entstehen beispielsweise durch den Betrieb eines Kraftwerks. Sie hängen dann hauptsächlich von den Brennstoffkosten, dem Wirkungsgrad der Anlage oder den CO<sub>2</sub>-Kosten ab. Andererseits haben Kapazitäten so genannte *Fixkosten*. Diese sind vor allem Kapital-, Wartungs- und Personalkosten. Damit sich eine neue Erzeugungskapazität refinanzieren kann, muss sie neben ihren variablen auch diese Fixkosten decken (durch Deckungsbeiträge). Die Marktakteure orientieren sich bei Investitionsentscheidungen an Marktpreisprognosen und langfristigen Preisentwicklungen.

### Damit die Marktmechanismen funktionieren, setzt der Strommarkt 2.0 auf freie Preisbildung und starke Anreize zur Bilanzkreistreue

**Strompreise senden wichtige Signale an die Marktakteure.** An der Strombörse gibt es heute keine regulatorischen Preisobergrenzen, sondern nur sehr hohe technische Limits. Diese kann die Börse bei Bedarf anpassen. Innerhalb der technischen Limits können die Preise am Spotmarkt bereits heute auf mehrere tausend Euro ansteigen. Außerbörslich und im Ausgleichsenergiesystem gibt es keine Preisgrenzen. Eine freie Preisbildung ist im Strommarkt 2.0 wichtig, da sich knappe Kapazitäten in Preisspitzen widerspiegeln. Diese Preisspitzen und ihre Erwartung setzen Anreize für Erzeuger und Verbraucher, in Kapazitäten zu investieren.

**Im Strommarkt 2.0 bleibt daher die Preisbildung frei.** Damit zukünftige Preisspitzen Investitionen in Kapazitäten anreizen können, müssen Investoren darauf vertrauen können, dass die Politik bei hohen Preisspitzen nicht in den Markt eingreift. Baustein 1 des Strommarktes 2.0 sorgt dafür, dass die Preisbildung wettbewerblich erfolgt und auch Preisspitzen auftreten können (siehe Kapitel 4). Damit entsteht für zukünftige Investitionen Planungssicherheit.

**Bei freier Preisbildung sind in der Regel moderate Preisspitzen zu erwarten.** Die im Auftrag des BMWi erstellten Strommarktgutachten zeigen, dass Preisspitzen in einem flexiblen Markt beispielsweise durch den Einsatz von Lastmanagement und Netzersatzanlagen in der Regel nur in moderater Höhe zu erwarten sind. Wenn viel Lastmanagement und Netzersatzanlagen mit niedrigen Grenzkosten

nutzbar sind, können sie die Strompreise verstetigen (siehe auch Grünbuch S. 47). Für Extremsituationen sollten jedoch temporär auch höhere Preise möglich sein. Zum Beispiel können Extremsituationen nicht völlig ausgeschlossen werden, bei denen größere Erzeugungsleistungen bei gleichzeitig hoher Last und geringer Einspeisung aus erneuerbaren Energien ausfallen. Auch kann es in der Übergangsphase vereinzelt zu höheren Preisspitzen kommen, bis die Marktakteure ihre Kapazitäten aktivieren oder ihre Betriebs- und Handelsprozesse anpassen. Die Preisspitzen dienen in solchen Fällen als Signal, dass der Markt mehr Flexibilität nachfragt. Sie sind daher notwendig und müssen zugelassen werden. Dies hat sich in der Vergangenheit bei Situationen mit negativen Preisen gezeigt. Zunächst traten verstärkt negative Preisspitzen auf, dann reagierten die Marktakteure. Seitdem bewegen sich die negativen Preise trotz weiteren Ausbaus von Wind- und Sonnenenergie auf einem konstant moderaten Niveau (Energy Brainpool 2013, Connect 2015a). Die Preisspitzen wirken sich nur geringfügig auf den durchschnittlichen Strompreis aus, da sie insgesamt nur in wenigen Stunden auftreten.

**Starke Anreize zur Bilanzkreistreue sorgen für Versorgungssicherheit.** Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem ist das zentrale Instrument für eine sichere Stromversorgung. Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem sorgt zusammen mit der Regelleistung dafür, dass jederzeit genau so viel Strom in das Stromnetz eingespeist wird, wie aus diesem entnommen wird. Es umfasst die Bilanzkreispflicht, das Ausgleichsenergiesystem sowie die Pflicht zur Bilanzkreistreue (siehe Kasten zum Bilanz- und Ausgleichsenergiesystem, S. 43). Der Baustein 2 des Strommarktes 2.0 sorgt dafür, dass die Anreize zur Bilanzkreistreue über das Ausgleichsenergiesystem gestärkt werden (siehe Kapitel 4). Über Regelleistung werden unvorhersehbare Abweichungen wie Prognosefehler und Kraftwerksausfälle ausgeglichen.

**Im Strommarkt 2.0 führen stärkere Anreize zur Bilanzkreistreue auch zu besseren Refinanzierungsmöglichkeiten für Kapazitäten.** Im Strommarkt 2.0 treten durch den Abbau von Überkapazitäten und den Ausbau der erneuerbaren Energien häufiger Preisspitzen auf den Spotmärkten auf. Mit diesen Preisspitzen steigt der Anreiz für Bilanzkreisverantwortliche, sich über (langfristige) Lieferverträge und Optionsverträge abzusichern. Denn wenn sich Bilanz-

kreisverantwortliche auf den Einkauf am Kurzfristhandel verlassen, bezahlen sie in den entsprechenden Situationen entweder hohe Spotmarktpreise oder noch höhere Ausgleichsenergiepreise. Daher verbessern klare Anreize zur Bilanzkreistreue über die Ausgleichsenergiepreise die Refinanzierungsmöglichkeiten für Kapazitäten über entsprechende Verträge.

**Die Einsatzregeln für die Kapazitätsreserve erhöhen die Anreize zur Bilanzkreistreue.** Die Kapazitätsreserve wird, wenn überhaupt, nur in seltenen Extremfällen abgerufen werden, das heißt wenn trotz freier Preisbildung am Strommarkt kein Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage möglich ist und die Übertragungsnetzbetreiber die Regelleistung bereits weitgehend eingesetzt haben (siehe Maßnahme 19). In diesen Zeiten werden Bilanzkreise sehr hohe Abweichungen gegenüber ihren Fahrplänen aufweisen. Dann werden die für die Unterdeckungen verantwortlichen Bilanzkreisverantwortlichen die Kosten für den Einsatz und einen angemessenen Anteil der Kosten für die Vorhaltung der Reserve zahlen müssen. Dies verstärkt die Wirkung der Ausgleichsenergiepreise und dient als zusätzlicher Anreiz zur Bilanzkreistreue.

**Zukünftig wird die Rolle der Verteilernetzbetreiber wichtiger für die Bilanzkreistreue.** Nicht nur die Ausgleichsenergiepreise, sondern auch Vorgaben für Sonderbilanzkreise sind wichtig für eine effiziente Bilanzkreisbewirtschaftung. Beispielsweise sind Verteilernetzbetreiber als Differenzbilanzkreisverantwortliche aktiv.<sup>9</sup> Steigt zukünftig die Zahl von Erzeugungsanlagen in Haushalten und Gewerbebetrieben, ist der Verbrauch in den Differenzbilanzkreisen immer anspruchsvoller zu prognostizieren. Das BMWi wird sich mit der Frage der Bilanzkreistreue dieser besonderen Bilanzkreise zukünftig verstärkt auseinandersetzen (siehe Kapitel 6).

<sup>9</sup> Der Großteil der Kleinverbraucher ist nicht mit einer Leistungsmessung ausgestattet. Standardisierte Lastprofile approximieren ihr Verbrauchsverhalten. Die Differenzbilanzkreise bilanzieren die Abweichungen zwischen diesen Lastprofilen und der tatsächlichen Stromabnahme der Verbraucher. Die Verteilernetzbetreiber müssen die Differenzbilanzkreise bewirtschaften, das heißt, sie gleichen die erwarteten Differenzen zwischen Standardlastprofilen und tatsächlicher Stromabnahme durch Beschaffung oder Verkauf am Strommarkt aus.

### Wie funktioniert das Bilanz- und Ausgleichsenergiesystem?

**Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem ist das zentrale Instrument für die Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch.** Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem sorgt zusammen mit der Regelleistung dafür, dass jederzeit genau so viel Strom in das Stromnetz eingespeist wird, wie aus diesem entnommen wird. Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem umfasst die Pflicht, alle Erzeuger und Verbraucher in Bilanzkreisen zu erfassen (Bilanzkreispflicht), auf Basis von Last- und Erzeugungsprognosen ausgeglichene Fahrpläne anzumelden und einzuhalten (Pflicht zur Bilanzkreistreue) sowie verbleibende Fahrplanabweichungen durch Ausgleichsenergie abzurechnen (Ausgleichsenergiesystem).

**Das Bilanzkreissystem ermöglicht die bilanzielle Abrechnung von Stromerzeugung und -verbrauch.** Bilanzkreise sind virtuelle Energiemengenkonten. Sie erfassen bilanziell die Strommengen, die Erzeuger ins Netz einspeisen und Verbraucher aus dem Netz entnehmen. Dadurch kann kontrolliert werden, dass vertraglich vereinbarte Liefer- und Abnahmeverpflichtungen erfüllt werden. Abweichungen werden systematisch erfasst und abgerechnet.

#### **Jeder Erzeuger und Verbraucher in Deutschland ist in einem Bilanzkreis erfasst (Bilanzkreispflicht).**

Ein Bilanzkreis umfasst beispielsweise die Kraftwerke eines Kraftwerksbetreibers oder die gesamte Erzeugung und Nachfrage eines Energieversorgers. Es gibt zudem reine Handelsbilanzkreise, die nur gehandelte Strommengen umfassen. Jeder Bilanzkreis wird gegenüber dem zuständigen Übertragungsnetzbetreiber von einem Bilanzkreisverantwortlichen (zum Beispiel Stromlieferanten oder -händler) vertreten. Die Bilanzkreisverantwortlichen melden im Rahmen der Fahrplananmeldung für jede Viertelstunde des Folgetages an, wie viel Strom sie in das Netz einspeisen oder aus dem Netz entnehmen wollen. Die Fahrpläne umfassen auch den geplanten Stromaustausch mit anderen Bilanzkreisen gemäß den Ergebnissen des Strommarktes.

**Die Bilanzkreisverantwortlichen sind zur Bilanzkreistreue verpflichtet.** Jeder Bilanzkreisverantwortliche ist für eine ausgeglichene Viertelstunden-Leistungsbilanz in seinem Bilanzkreis verantwortlich (Pflicht zur Bilanzkreistreue). Die Fahrpläne müssen für jede Viertelstunde ausgeglichen sein, das heißt alle geplanten Entnahmen und verkauften Strommengen müssen den geplanten Einspeisungen und den gekauften Mengen entsprechen. Abweichungen von den angemeldeten Fahrplänen sind nur für nicht prognostizierbare Abweichungen zulässig. Kurzfristige Kraftwerksausfälle und unvermeidbare Prognosefehler von Last und erneuerbaren Energien verursachen diese nicht prognostizierbaren Abweichungen.

**Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch gleicht der Einsatz von Regelleistung physikalisch aus.** Durch ungeplante Kraftwerksausfälle oder fehlerhafte Wetter- und Verbrauchsprognosen können Abweichungen zwischen Erzeugung und Verbrauch entstehen. Der Einsatz der Regelleistung gleicht den Saldo dieser Abweichungen physikalisch aus. Die Regelleistung stellt damit sicher, dass die Differenzen zwischen angemeldeten Fahrplänen und Ist-Zustand im Saldo über die gesamte Regelzone ausgeglichen werden.

**Der zentrale Anreiz dafür, Erzeugung und Verbrauch zu synchronisieren, sind die Ausgleichsenergiekosten.** Die Kosten für den Einsatz der Regelleistung werden über das Ausgleichsenergiesystem abgerechnet. Verursacht ein Bilanzkreisverantwortlicher den Einsatz von Regelleistung, muss er die Kosten dafür tragen. Die Ausgleichsenergiekosten sollen wie eine Strafzahlung für Abweichungen vom angemeldeten Fahrplan wirken. Sie sind der zentrale Anreiz dafür, die Bilanzkreise auszugleichen. Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem setzt so Anreize für die Bilanzkreisverantwortlichen, Abweichungen von den angemeldeten Verbrauchs- und Erzeugungsmengen gering zu halten.

## 3.2 Grund 2: Der Strommarkt 2.0 ist kostengünstiger

Das BMWi ist überzeugt, dass ein weiterentwickelter Strommarkt kostengünstiger ist als ein Stromversorgungssystem mit zusätzlichem Kapazitätsmarkt. Das ist der zweite Grund, der eine Entscheidung für einen Strommarkt 2.0 motiviert: Kapazitätsmärkte sind anfällig für Fehler in der Ausgestaltung. Diese Fehler können zu substanziellen Kosten führen. Der Strommarkt 2.0 kann die notwendigen Kapazitäten und die zur Integration der erneuerbaren Energien erforderlichen Lösungen kostengünstiger bereitstellen. Hierfür ist ein unverzerrter Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen erforderlich. Daher baut das BMWi Flexibilitätshemmnisse sukzessive ab.

### Der Strommarkt 2.0 ist kostengünstiger als ein Kapazitätsmarkt

**Die vom BMWi in Auftrag gegebenen Gutachten kommen zu dem Ergebnis, dass ein Strommarkt 2.0 kostengünstiger ist als ein Strommarkt mit zusätzlichem Kapazitätsmarkt.** Perfekt ausgestaltete Kapazitätsmärkte mit dem gleichen Kapazitätsniveau wie ein Strommarkt 2.0 haben theoretisch die gleichen Kosten. Die vom BMWi in Auftrag gegebenen Gutachten haben gezeigt: Die in Deutschland derzeit diskutierten Modelle für Kapazitätsmärkte führen jedoch zu einem höheren Kapazitätsniveau und damit zu Mehrkosten. Die Gutachten vergleichen die Gesamtkosten eines Strommarktes 2.0 mit den Kosten bei Einführung verschiedener Kapazitätsmarktmodelle (Frontier, Consentec 2014 und r2b 2014). Ein Strommarkt 2.0 führt dabei zu den geringsten Gesamtkosten. Dies gilt auch, wenn zusätzlich eine Kapazitätsreserve eingeführt wird.

**Aufgrund von Kostenrisiken können Kapazitätsmärkte erhebliche Mehrkosten für das Gesamtsystem verursachen.** Die vom BMWi in Auftrag gegebenen Gutachten kommen zu dem Ergebnis, dass die Unterschiede zwischen den Gesamtkosten der meistdiskutierten Modelle für Kapazitätsmärkte dann moderat sind, wenn sie in den

Simulationen einen perfekten, gut informierten Systemplaner unterstellen (Frontier, Consentec 2014, r2b 2014). Es entstehen jedoch erhebliche Mehrkosten, wenn der Systemplaner Fehler macht und Parameter nicht optimal einstellt. Bei einem Kapazitätsmarkt sind insbesondere Festlegungen zum Produktdesign und dem (direkt oder indirekt) angestrebten Kapazitätsniveau erforderlich. Diese Festlegungen sind anfällig für Fehler und können die Systemkosten erheblich erhöhen.

**Fehler in der Ausgestaltung sind bei der Entwicklung eines Kapazitätsmarktes wegen der Komplexität sehr wahrscheinlich.** Fehler bei der Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten sind in der Realität kaum vermeidbar. Denn der Regulierer trifft Festlegungen zum Beispiel zum gewünschten Kapazitätsniveau oder Produktdesign im Kapazitätsmarkt auf Grundlage von unvollständigen Informationen und Unsicherheiten. Kapazitätsmärkte sind zudem extrem komplex. Sie stellen einen tiefen Eingriff in den Markt dar. Die Folgewirkungen eines solchen Eingriffs sind schwer vorhersehbar. Eine Reihe gescheiterter Kapazitätsmärkte zeigt, dass der Markt sensibel auf Fehler im Marktdesign reagiert (Ockenfels 2011). Die Kostenrisiken sind dabei umso höher, je höher die Eingriffsintensität der Mechanismen ist. Erfahrungen im Ausland zeigen: Mit großer Wahrscheinlichkeit muss der Regulierer mehrfach nachjustieren. Dabei besteht die Gefahr, dass weitere staatliche Eingriffe in den Markt nötig werden. Wie sich Regulierungstiefe ausweiten kann, zeigt das Beispiel des amerikanischen PJM<sup>10</sup>. Der Kapazitätsmechanismus im PJM startete relativ einfach, umfasst aber mittlerweile ein Regelwerk von 40 „Leitfäden“ mit 600 Seiten (Frontier, Consentec 2014).

**Ein zentrales Kostenrisiko: Kapazitätsmärkte führen in der Tendenz zu ungewollten Überkapazitäten.** Bei einem Kapazitätsmarkt legt der Regulierer das gewünschte Kapazitätsniveau administrativ fest – entweder direkt wie beim zentralen umfassenden Kapazitätsmarkt oder indirekt über eine Pönale wie beim dezentralen Leistungsmarkt. Dieses Kapazitätsniveau liegt tendenziell höher als das Kapazitätsniveau, das sich aus einem Strommarkt 2.0 ergibt. Abhängig von der Risikobereitschaft des Regulierers oder Fehlern bei der Ausgestaltung führt die administrative Vorgabe schnell zu einem unnötig hohen Kapazitätsniveau. Die Kosten für die überschüssigen Kapazitäten müssen die Ver

10 PJM („Pennsylvania-New Jersey-Maryland“) ist ein regionales Übertragungsnetz in den USA. Es umfasst die US-Bundesstaaten Delaware, Illinois, Kentucky, Maryland, Michigan, New Jersey, North Carolina, Ohio, Pennsylvania, Tennessee, Virginia, West Virginia und District of Columbia.

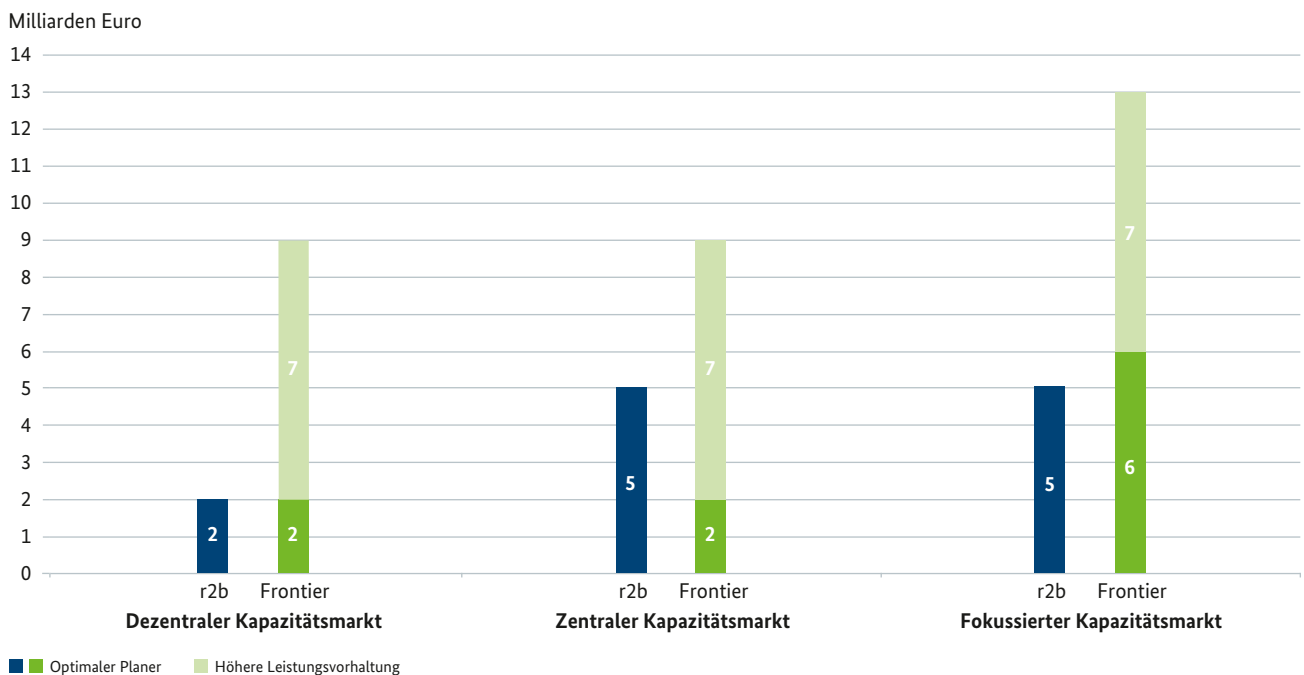
braucher tragen. Die vom BMWi in Auftrag gegebenen Gutachten beschreiben diesen Effekt als Kostenrisiko und illustrieren die zusätzlichen Kosten für die einzelnen Kapazitätsmarktmodelle (siehe Abbildung 11).

**Weitere Kostenrisiken: Kapazitätsmärkte können zu Marktmachtproblemen führen und die europäische Binnenmarktintegration stören.** Fehler in der Ausgestaltung von Kapazitätsmärkten bergen die Gefahr des Missbrauchs, wie zum Beispiel die Ausübung von Marktmacht. Das Bundeskartellamt betont, dass „die Missbrauchsaufsicht auf Märkten für Kraftwerksleistung noch wesentlich komplexer sein [dürfte]“ als auf dem bestehenden Strommarkt (Bundeskartellamt 2015). Werden nationale Kapazitätsmärkte unzureichend koordiniert, können sie auch die europäische Binnenmarktintegration behindern. Ein zusätzliches Kostenrisiko besteht darin, dass Kapazitätsmärkte schwer die kostengünstigsten Lösungen zur Integration erneuerbarer Energien bestimmen können (siehe nächster Absatz).

### Der Strommarkt 2.0 entwickelt kosteneffiziente Lösungen zur Integration erneuerbarer Energien

**Der Strommarkt 2.0 ermöglicht einen technologieoffenen Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen.** Es gibt verschiedene Optionen, Wind- und Sonnenenergie kostengünstig zu integrieren. Das Potenzial der Flexibilitätsoptionen ist heute vielfältig und weit größer als der tatsächliche Bedarf (siehe Kasten zu Flexibilitätsoptionen, S. 13f). Sehr viele Flexibilitätsoptionen sind bereits heute wirtschaftlich oder werden es bei weiterer Technologieentwicklung und veränderten Strompreisen. Sie benötigen keine gesonderte Förderung. Die kostengünstigsten Lösungen setzen sich in einem technologieoffenen Wettbewerb durch. Neue Technologien, die noch weit von der Markteinführung entfernt sind, können über Forschungsförderung und Pilotprojekte unterstützt werden. So vergrößert sich langfristig die Zahl wettbewerbsfähiger Flexibilitätsoptionen und die Kosten sinken.

**Abbildung 11: System-Mehrkosten der Kapazitätsmechanismen im Vergleich zum Energy only Markt (EOM) – für Frontier von 2015 – 2039, für r2b von 2014 – 2030**



1) Dargestellt sind die Barwerte der Systemkosten im Modellzeitraum von 2014 – 2030 bei r2b und 2015 – 2039 bei Frontier, jeweils als Differenz im Vergleich zum optimierten Strommarkt.

Quelle: Eigene Darstellung nach r2b (2014) und Frontier, Consentec (2014)

**Der Strommarkt 2.0 reizt die kostengünstigen Lösungen zur Integration erneuerbarer Energien an.** Im Strommarkt 2.0 entscheidet das kumulierte Wissen der Marktakteure. Bei unverzerrtem Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen wählen sie die für den jeweiligen Bedarf kostengünstigsten Lösungen. Kurzfristig reizen die Marktpreissignale den Einsatz der kostengünstigsten vorhandenen Flexibilitätsoptionen an (statischer Effekt). Je häufiger die Marktakteure den Einsatz einer Flexibilitätsoption erwarten, desto stärker lohnen sich entsprechende Investitionen in die Verbreitung und technische Weiterentwicklung (dynamischer Effekt). Dadurch reizen die Marktpreissignale mittelfristig auch Investitionen in die Entwicklung neuer Lösungen an.

**Für den Regulierer hingegen ist es schwierig, die kostengünstigsten Flexibilitätsoptionen zu bestimmen.** Der Regulierer kann nur eingeschränkt auf die Informationen der Marktakteure zu den jetzigen und zukünftigen Kosten und Potenzialen verschiedener Flexibilitätsoptionen zugreifen. Sind Nachbesserungen nötig, kann der Regulierer nicht schnell reagieren. Vielmehr muss er Anpassungen über einen komplexen Prozess vornehmen. Bestimmt der Regulierer über Produkte im Kapazitätsmarkt, besteht daher ein hohes Risiko für Fehlentscheidungen (r2b 2014, Frontier, Consentec 2014). Dies ist unabhängig davon, ob das Kapazitätsmarktmodell einige Flexibilitätsoptionen explizit fördert oder Produkte für einen technologieoffenen Wettbewerb vorsieht. In beiden Fällen würde sich das Produktdesign mehr oder weniger stark an den bestehenden oder favorisierten Kapazitäten orientieren.

**Ein technologieoffener Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen erfordert den Abbau von Flexibilitätshemmnissen („level playing field“).** Derzeit verzerren verschiedene Hemmnisse das Preissignal des Strommarktes für einige Verbraucher und Erzeuger. Dies verhindert eine effiziente Nutzung und Erschließung der Flexibilitätsoptionen. Die Flexibilitätshemmnisse erhöhen so die Kosten zur Integration erneuerbarer Energien. Daher bauen die Maßnahmen von Baustein 2 des Strommarktes 2.0 Flexibilitätshemmnisse ab (siehe Kapitel 4). Flexibilitätsoptionen können sich dann im Wettbewerb gegeneinander durchsetzen und benötigen keine Subventionen.

### Lastmanagement – Verträge für flexible Verbraucher und wirtschaftlich sinnvolle Lösungen

**Verbraucher nehmen zunehmend an den Strommärkten teil, wenn sie dadurch ihre Wirtschaftlichkeit stärken können.** Der Strommarkt reagiert zunehmend flexibel auf die fluktuierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien. Wir bewegen uns von einem Stromsystem, in dem regelbare Kraftwerke der Stromnachfrage folgen, zu einem effizienten Stromsystem, in dem flexible Erzeuger, flexible Verbraucher und Speicher auf das fluktuierende Stromangebot aus Wind und Sonne reagieren.

**Lastmanagement ist eine unternehmerische Entscheidung.** Im Strommarkt 2.0 treffen die Unternehmen ihre Entscheidungen nach unternehmerischem Kalkül. Sie können stets frei entscheiden, ob und welche Form von Lastmanagement sie nutzen wollen.

**Durch Lastmanagement können Unternehmen ihre Energie- und Produktionskosten senken.** Unternehmen können ihre Produktion soweit technisch und betrieblich sinnvoll auf Zeiten mit geringen Strompreisen verlagern. Im Strommarkt 2.0 wird es durch den Abbau von Überkapazitäten und den Ausbau von erneuerbaren Energien zu volatileren Preisen kommen (siehe S. 38). Bei hohen Preisen kann es für Unternehmen wirtschaftlich interessant sein, ihren Stromverbrauch zu reduzieren, sodass der vorher gekaufte Strom gewinnbringend am Stromgroßhandelsmarkt verkauft werden kann (Lastreduktion). Entsprechend ihrer betriebswirtschaftlichen Entscheidung können die Unternehmen diesen Stromverbrauch zu einem späteren Zeitpunkt, das heißt bei niedrigeren Strompreisen, nachholen (Lastverschiebung) oder auf die Produktion verzichten (Lastverzicht). Bei niedrigen oder negativen Preisen können Unternehmen von der Situation am Strommarkt profitieren und ihre Produktion ausweiten (Lasterhöhung). Mittel- bis langfristig können flexible Unternehmen ihre Produktionsprozesse optimieren, um ihre Energiekosten strukturell zu senken, und so ihre Wettbewerbsfähigkeit erhöhen.



**Sehr unterschiedliche Akteure können Lastmanagement nutzen.** Gerade große Industrieunternehmen können Lastmanagement nutzen und so ihre Energie- und Produktionskosten senken (BET 2015). Aber auch mittelgroße Gewerbebetriebe können Lastmanagement nutzen. So haben sich gerade Betriebe mit thermischen Speichern (zum Beispiel Kühlhäuser, Supermärkte) als „tief hängende Früchte“ für Lastmanagement erwiesen (BMWi 2014a).

#### Beispiel 1: Papierhersteller UPM optimiert seine Stromkosten bereits an Strom- und Regelleistungsmärkte.

UPM, ein finnisches Unternehmen aus der Forstindustrie, verfügt an seinen sieben Standorten in Deutschland über eine Produktionskapazität von jährlich bis zu 4,3 Millionen Tonnen Papier. Für die Herstellung besteht ein elektrischer Energiebedarf von mehreren tausend Gigawattstunden pro Jahr. Somit gehört UPM zur energieintensiven Industrie. Bereits seit einigen Jahren vermarktet UPM die Flexibilität seiner Produktionsprozesse und industriellen Kraftwerksanlagen am Regelleistungsmarkt. Ebenso ist UPM am Strommarkt der EPEX SPOT aktiv. Hier passt es – soweit möglich – Teile seiner Produktionsprozesse zunehmend flexibel an die Strompreise an, um rentabel produzieren zu können. So könnte UPM nach eigenen Angaben etwa bei Preisspitzen am Day-Ahead-Markt seinen Stromverbrauch für mehrere Stunden um mehr als 500 MW senken. UPM sieht dies auch als seinen Beitrag für einen funktionsfähigen Strommarkt mit wettbewerbsfähigen Strompreisen in Deutschland.

#### Beispiel 2: Thüringen und Niedersachsen weisen den Weg zu smarter Elektromobilität.

Das Projekt „sMobiliTy – Smart Mobility Thüringen“ beschäftigt sich mit der technischen Realisierung von Lastmanagement durch Elektromobilität (BMWi 2015e). Typischerweise sind Elektrofahrzeuge eine lange Zeit des Tages mit dem Stromnetz verbunden. Durch bereits heute eingesetzte intelligente Steuerungstechnik können sie ihre Batterien vorrangig dann nachladen, wenn Wind und Sonne besonders

viel Strom produzieren und die Preise entsprechend niedrig sind. Dieses Lastmanagement kann Erzeugungsspitzen aus erneuerbaren Energien aufnehmen, ohne dass es für den Nutzer des Elektrofahrzeugs zu Einschränkungen kommt. Denn die intelligente Lade-technik sorgt dafür, dass das Fahrzeug zur gewünschten Zeit voll einsatzbereit ist. Wie das Forschungsprojekt „Demand Response“ in Niedersachsen darstellt, sind Elektrofahrzeuge zukünftig auch in der Lage, Regelleistung bereitzustellen (Schaufenster Elektromobilität 2015). Die Batterien der einzelnen Elektrofahrzeuge werden zu einem großen virtuellen Speicher zusammengeschaltet, dessen Kapazität am Regelenenergiemarkt Erlöse erzielt. Perspektivisch ergeben sich völlig neue Geschäftsmodelle, von denen auch die Nutzer profitieren. Künftig können Elektrofahrzeuge sogar den gespeicherten Strom in das Netz zurückspeisen, zum Beispiel in Zeiten von hohem Strombedarf (zur Kopplung der Sektoren Strom und Verkehr, siehe Kapitel 6).

#### Beispiel 3: Berliner Bierfabrik und Grundgrün Energie stellen billiger Bier her.

Auch klein- und mittelständische Stromverbraucher können schon heute von zeitweise niedrigen Preisen an den Strombörsen profitieren. So bietet beispielsweise der Stromversorger „Grundgrün Energie“ ein an den Börsenpreis gekoppeltes Stromprodukt für leistungsgemessene Kunden an. Sinken die Strompreise, weil gerade viel Solarstrom produziert wird, kann der Stromkunde durch gezielte Lastverschiebung von der Preisentwicklung profitieren. Ziehen die Preise wieder an, zahlt der Kunde maximal einen vereinbarten Festpreis. Der Strompreis ergibt sich aus der Multiplikation des viertelstündlich registrierten Verbrauchs mit dem jeweiligen Stundenpreis der Day-Ahead-Auktion der Strombörse EPEX SPOT. Mit Hilfe eines Prognosetools können Stromkunden ihren Verbrauch flexibel dem Börsenpreis anpassen. Die Berliner Bierfabrik nutzt das Produkt und verlagert stromintensive Brauprozesse gezielt in Zeiten günstiger oder gar negativer Strompreise. Das ist ein Beispiel, wie Marktprozesse dafür sorgen, Strom aus Wind und Sonne gesamtwirtschaftlich optimal mit flexiblen Verbrauchern zu kombinieren.

### 3.3 Grund 3: Der Strommarkt 2.0 ermöglicht Innovationen und Nachhaltigkeit

Das BMWi ist überzeugt, dass der Strommarkt 2.0 Innovationen und Nachhaltigkeit ermöglicht. Dies ist der dritte Grund, der eine Entscheidung für den Strommarkt 2.0 motiviert: Im Strommarkt 2.0 setzen die Marktpreissignale sowie die regulatorischen Rahmenbedingungen und flankierenden Instrumente Anreize für neue Geschäftsfelder und nachhaltige Lösungen. Dafür setzt das BMWi insbesondere die Sowieso-Maßnahmen des Grünbuchs um. Kapazitätsmärkte erschweren dagegen die Transformation des Stromsystems und verzerren die Signalwirkung der Marktpreissignale. Sie würden effiziente Anreize zur Flexibilisierung von Erzeugern und Nachfragern behindern.

#### Im Strommarkt 2.0 setzen unverzernte Marktpreissignale effiziente Anreize für innovative und nachhaltige Lösungen

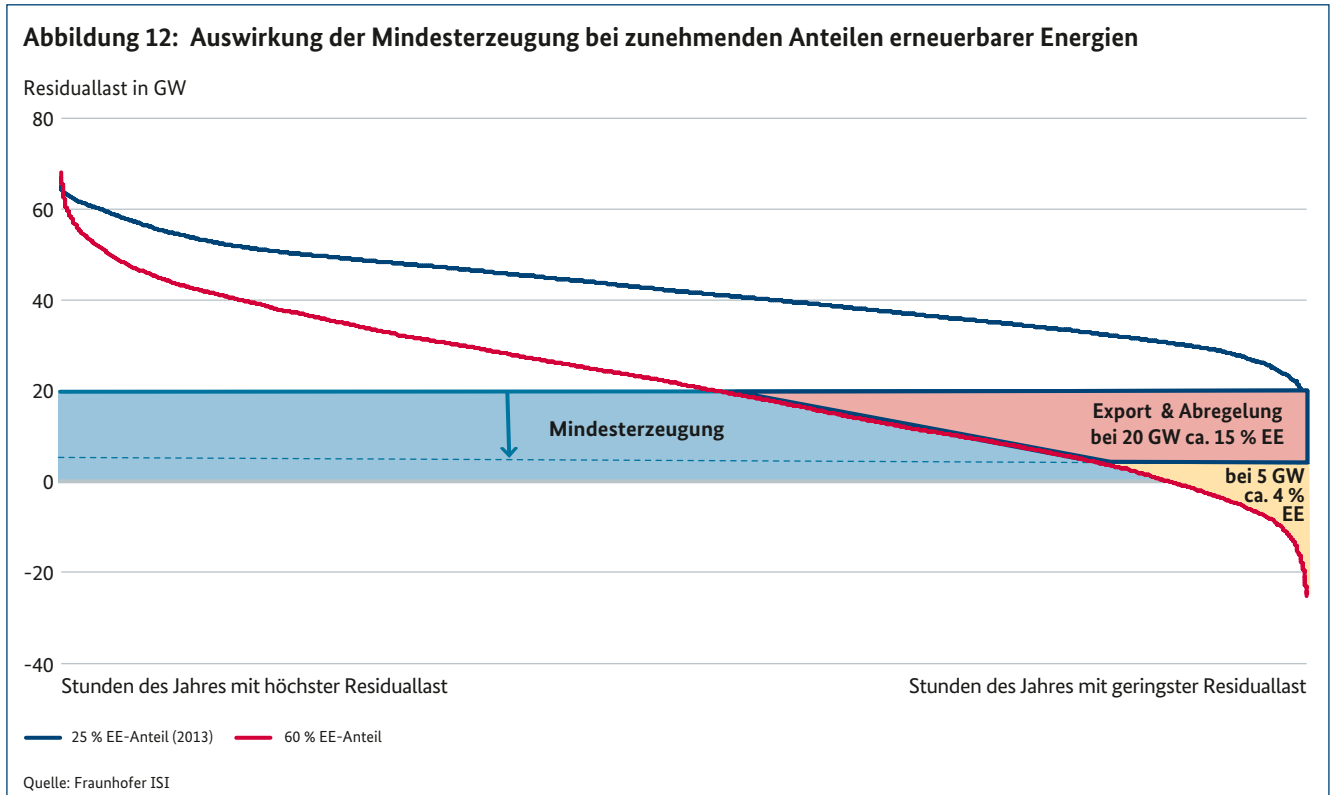
**Die Energiewende ist eine Chance für die Modernisierung unserer Industriegesellschaft.** Von der Energiewende gehen Impulse für Innovationen und neue Technologien aus. Die Industrie kann mit einer IT-basierten Steuerung dazu beitragen, erneuerbare Energien in das System zu integrieren, und von dieser Integration profitieren. Neue Akteure wie flexible Kraftwerke, Speicher und flexible Nachfrager lösen mehr und mehr die klassische Stromerzeugung mit wenigen großen Erzeugern und inflexiblen Verbrauchern ab. Gleichzeitig ergeben sich für Unternehmen der Energiewirtschaft sowie für Kleinerzeuger, Gewerbebetriebe und große Privatverbraucher durch Smart-Grids-Technologien gänzlich neue Marktchancen und Geschäftsmodelle, zum Beispiel in der Zusammenfassung und Vermarktung dezentraler Erzeuger (Pooling) oder flexibler Verbraucher (Aggregation) (BMWi 2014a). Auch die Verbreitung von „Smart Homes“ bietet einen guten Anknüpfungspunkt für die Energiewirtschaft (BMWi 2015d). Die Energiewende und die digitale Revolution können sich daher gegenseitig befruchten und neue Geschäftsfelder eröffnen. Dies schafft neue Arbeitsplätze und fördert die Wettbewerbsfähigkeit Deutschlands.

**Ein wettbewerblich organisierter Strommarkt vertraut auf die Innovationskraft der Marktakteure.** In den zurückliegenden 15 Jahren der Liberalisierung haben sich

die Energiemärkte, ihre Produkte und ihre Akteure bereits erheblich weiterentwickelt. Heute bestehen liquide Märkte mit wirkungsvollen Marktpreissignalen und professionellen Marktakteuren. Mit vielfältigen innovativen Lösungen wurden die bisherigen Herausforderungen der Energiewende gemeistert. Gute Beispiele dafür sind die Umsetzung der Direktvermarktung (siehe Grünbuch des BMWi, Kapitel 6, S. 32) oder die Aktivitäten der Strombörsen (siehe Kasten zu den Aktivitäten der Strombörsen, S. 55f).

**Die Integration erneuerbarer Energien erfordert weiterhin innovative Lösungen.** Je stärker Wind- und Sonnenenergie das System prägen, desto flexibler muss das Stromsystem auf ihre fluktuierende Einspeisung reagieren. Die Preissignale der Strommärkte geben die Anreize, um neue Lösungen zu erschließen. Dazu zählen zum Beispiel flexible Verbraucher, die ihren Stromverbrauch kurzfristig erhöhen oder reduzieren (siehe Kasten Lastmanagement, S. 46f). Auch der marktbasierete Einsatz von Speichern und Netzersatzanlagen sollte sich zukünftig verstärkt lohnen.

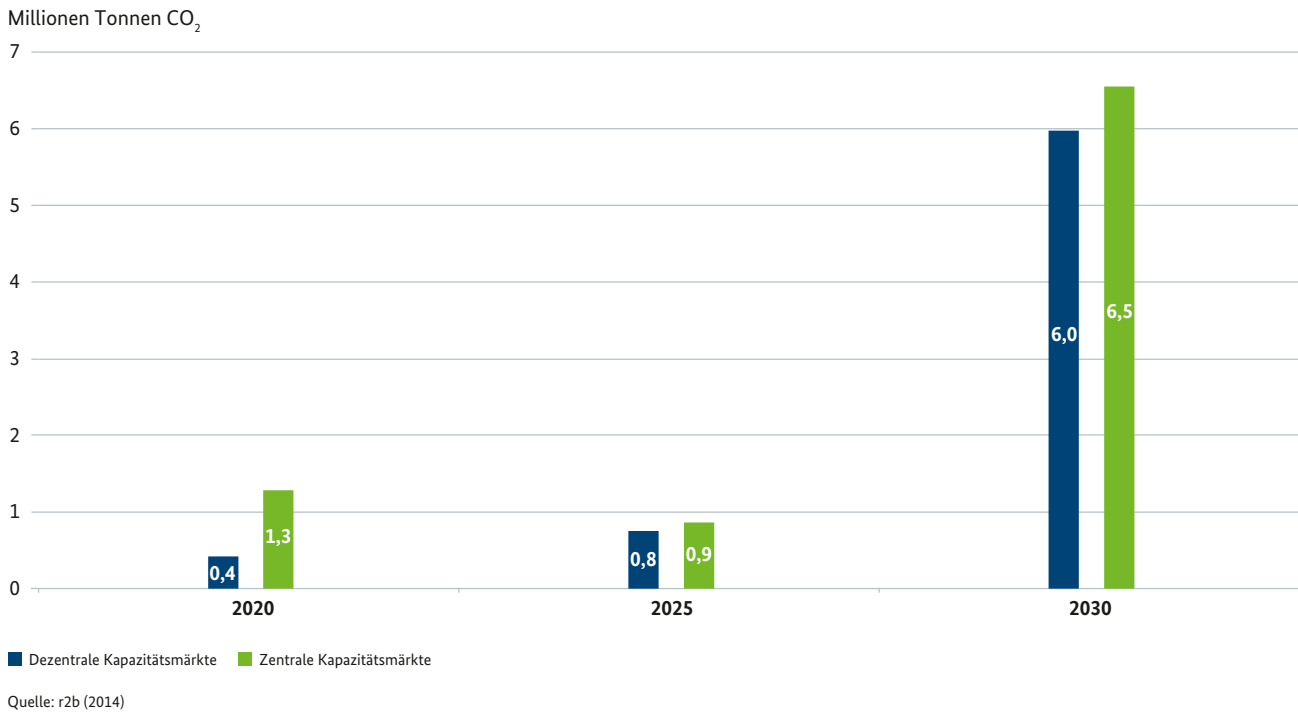
**Vor allem Zeiten mit einer hohen Einspeisung von Wind- und Sonnenstrom erfordern innovative Lösungen.** Beim heutigen Anteil von rund 28 Prozent erneuerbarer Energien am Stromverbrauch beträgt die minimale Residuallast in Deutschland ca. 15 Gigawatt. Die residuale Last ist die Nachfrage, die nach Abzug der Erzeugung aus Wind- und Sonnenenergie vom restlichen Kraftwerkspark zu decken ist. Der Strommarkt ist damit weit entfernt von einer „Überschussproduktion“ aus erneuerbaren Energien. 2035 könnte diese minimale Residuallast allerdings minus 25 Gigawatt betragen (siehe Abbildung 12, Fraunhofer ISI 2014). Das heißt, dass national gesehen mehr Strom aus erneuerbaren Energien produziert als verbraucht wird. In solchen Situationen reichen die Exportmöglichkeiten für Strom in Nachbarländer voraussichtlich nicht mehr aus. Daher könnten in einem solchen Stromversorgungssystem flexible Verbraucher ihren Verbrauch erhöhen und billigen Strom für ihre Produktion nutzen. Zusätzlich könnten zukünftig neue Verbraucher aus dem Wärme- und Verkehrsbereich niedrige Strompreise nutzen. Günstiger Strom aus erneuerbaren Energien kann in vielen effizienten Anwendungen teures Öl und Gas ersetzen: in der Bereitstellung von Wärme (Power-to-Heat), der Mobilität (Power-to-Mobility) und dem Einsatz in Industrieprozessen (Power-to-Industry). Das Strommarktdesign muss daher zukünftig den effizienten Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien auch im Wärme- und Verkehrssektor berücksichtigen (siehe Kapitel 6).



**Innovative Lösungen können Impulse für mehrere Geschäftsfelder setzen.** Ein Beispiel sind Batteriespeicher. Zusätzliche Speicher werden erst bei einem sehr hohen Anteil erneuerbarer Energien benötigt, um Strom bei Windstille oder Dunkelheit bereitzustellen (Fraunhofer IWES et al. 2014, FENES et al. 2014). Als Flexibilitätsoption werden sich Speicher daher voraussichtlich erst mittel- bis langfristig im Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen durchsetzen können. Fortschritte in der Entwicklung von Batteriespeichern fördern jedoch schon jetzt Innovationen in vielen Bereichen: Batteriespeicher sind ein wichtiger Baustein der Elektromobilität und können aufgrund der unmittelbar verfügbaren Leistung zukünftig verstärkt die Bereitstellung von Regelleistung übernehmen. Batteriespeicher können in einigen wenigen Fällen sogar den Netzausbau auf der Niederspannungsebene ersetzen (FENES et al. 2014). Damit ergänzen sie andere Flexibilitätsoptionen und technische Maßnahmen zur Optimierung der Verteilernetze. Weitreichende Entwicklungen in der Batterietechnik haben in den letzten Jahren zu stark gesunkenen Preisen geführt: Bei Lithium-Ionen-Zellen fielen die Preise zwischen 2009 und 2012 um 30 Prozent (FENES OTH 2015). Weitere Beispiele zu neuen Geschäftsfeldern finden sich im Kasten zu Innovationen (S. 50f).

**Der Strommarkt 2.0 ermöglicht eine nachhaltige Entwicklung des Stromsystems.** Der wettbewerbliche Strommarkt 2.0 setzt auf Preissignale. Damit reizt er nur die tatsächlich benötigten Kapazitäten an und sorgt für eine kostengünstige Integration erneuerbarer Energien. Im Vergleich dazu würden Kapazitätsmärkte die Transformation des Stromsystems erschweren, denn sie reduzieren Preisvolatilität und legen – zumindest zu einem gewissen Teil – ex ante fest, welche Erzeugungstechnologien gefördert werden. In Kapazitätsmärkten muss der Regulierer die Produkte sowie die Bedingungen für deren Handel und Vergütung definieren. Dabei orientiert er sich tendenziell an bestehenden Flexibilitätsoptionen und deren Eigenschaften. Der Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen wird dadurch verzerrt. Auch können Kapazitätsmärkte tendenziell die CO<sub>2</sub>-Emissionen erhöhen. Das Gutachten von r2b energy consulting für das BMWi kommt zu dem Ergebnis, dass bei kostenoptimaler Ausgestaltung alle untersuchten Kapazitätsmarktmodelle – sowohl dezentrale als auch umfassende zentrale und fokussierte – im Vergleich zum optimierten Strommarkt zu einem leichten Anstieg der CO<sub>2</sub>-Emissionen führen (r2b 2014). Dieses Ergebnis resultiert aus der höheren Erzeugungsleistung und den höheren Exporten. Fehlparametrisierungen wie etwa die Förderung von Überkapazitäten könnten die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Vergleich noch einmal deutlich erhöhen (siehe Abbildung 13).

**Abbildung 13: Erhöhung der nationalen CO<sub>2</sub>-Emissionen in der Stromerzeugung gegenüber Strommarkt 2.0 (Referenzszenario)**



**Voraussetzung für nachhaltige und innovative Lösungen im Strommarkt 2.0 sind richtige Rahmenbedingungen.** Zu den Rahmenbedingungen zählen beispielsweise die Stromnetze oder flankierende Instrumente zur Erreichung der Klimaschutzziele. Der kosteneffiziente Netzausbau ist in der Regel die günstigste Flexibilitätsoption (AG Interaktion 2012). Damit die Preissignale weiterhin bundesweit gleich wirken, müssen die Netze ausgebaut werden. Darüber hinaus sollen kontraproduktive Anreize für ineffiziente Energienutzung zügig abgebaut werden. Auch müssen die CO<sub>2</sub>-Preise die tatsächlichen externen Kosten von Emissionen reflektieren. Angemessene CO<sub>2</sub>-Preise sind eine Voraussetzung für eine nachhaltige und kosteneffiziente Transformation des Stromsystems. Investoren und Stromkunden müssen aus Gründen der internationalen Wettbewerbsfähigkeit Planungssicherheit erhalten und auf die Klimaschutzpolitik vertrauen können. Nur dann erfolgen Investitionen in emissionsarme Technologien. Neben dem Strommarkt im engeren Sinne optimieren die Maßnahmen von Baustein 3 auch die Rahmenbedingungen für den Stromsektor insgesamt (siehe Kapitel 3).

### Innovationen für die Energiewende – zwei Beispiele

**Beispiel 1: Cuxhaven testet eine intelligente Vernetzung von Stromproduzenten und -verbrauchern zur besseren Integration von erneuerbaren Energien**

**In der Region Cuxhaven testete das Projekt eTelligence neue Lösungen für die Energiewende.** Es hat ein komplexes, auf Information und Kommunikation ausgelegtes System getestet, welches Strom aus Erneuerbare-Energien- und KWK-Anlagen intelligent in die Netze und in einen regionalen Markt integriert und Haushaltskunden aktiv einbindet. Kern war die tatsächliche Erprobung eines Strom-Marktplatzes mit regionalen Produkten, auf dem Erzeuger, gewerbliche Verbraucher mit verschiebbaren Lasten und Energiedienstleister zusammengeführt wurden. Am Marktplatz agierten zwei Kühlhäuser, ein Windpark und eine Photovoltaikanlage, die als virtuelles Kraftwerk zusammen vermarktet wurden, sowie das ahoi!-Bad Cuxhaven, eine Kläranlage und ein Blockheizkraftwerk. In Simulationen nahm auch der Netzbetreiber am Marktplatz teil.

**Ein Ergebnis: Gerade thermisch-elektrische Energiesysteme wie Kühlhäuser und Schwimmbäder können sehr gut als Energiespeicher genutzt werden.** In Zeiten, in denen viel Wind zur Verfügung stand, kühlte das Cuxhavener Kühlhaus seine Temperatur herunter und schaffte sich einen Kältepuffer. In Zeiten hoher Strompreise wurden die Kühlaggregate abgeschaltet. Unter Ausnutzung des zuvor aufgebauten Kältepuffers konnte das Kühlhaus dann für einige Tage mit erheblich geringerer Stromaufnahme betrieben werden. Über das Jahr gesehen konnten die Stromkosten um bis zu sechs Prozent reduziert werden. Dabei ist das volle Potenzial für Einsparungen noch nicht erreicht.

**Ein weiteres Ergebnis: 650 Haushalte testeten Smart Meter auf Alltagstauglichkeit.** Anhand verschiedener Feedbacksysteme konnten die Teilnehmer den eigenen Stromverbrauch und damit die Stromkosten sowie die CO<sub>2</sub>-Emissionen im Blick behalten und ihr Verbrauchsverhalten analysieren. Zwei unterschiedliche innovative Tarife, der Mengentarif und der Event-Tarif, konnten vielversprechende Ergebnisse erzielen. Der Mengentarif, der einen Anreiz für die Reduzierung des Verbrauchs bietet, hat in den Praxistesthaushalten zu einer monatlichen Verbrauchsreduktion von 13 Prozent geführt. Der Event-Tarif, der durch Bonus- beziehungsweise Malus-Events hohe beziehungsweise geringe Verfügbarkeit von erneuerbaren Energien im Energiemix abbilden kann, führte zu starken zeitlichen Verschiebungen des Verbrauchs. Malus-Events führten beispielsweise dazu, dass während der Wirksamkeit 20 Prozent weniger Strom verbraucht wurde. Während der Bonus-Events wurde der Energieverbrauch sogar bis zu 30 Prozent gesteigert.

**Cuxhaven war eine von sechs Modellregionen des Technologieförderprogramms E-Energy.** Das Förderprogramm zeigte neue Wege auf, wie der Stromverbrauch gesenkt, Energie effizienter eingesetzt und eine regenerative Energieversorgung umgesetzt werden kann. Das Hauptmerkmal lag dabei auf der Einbeziehung der erneuerbaren Energien in die Energienetze der Zukunft mit Hilfe neu entwickelter Systeme aus dem Bereich Informations- und Kommunikationstechnologien (IKT). Der umfassende Bericht zum Projekt und allen Modellregionen kann in der Broschüre „Smart Energy Made in Germany“ nachgelesen werden (BMW 2014a).

**Beispiel 2: Deiche in Dithmarschen profitieren von billigem Windstrom**

**Traditionell leiden die Niederungsgebiete mit den vorgelagerten Deichen in Dithmarschen an der Nordsee unter Wetterkapriolen.** Regnet es viel oder rollt eine Springflut an die Küsten, müssen die Pumpen in den Schöpfkraftwerken des Deich- und Hauptsieverbandes Dithmarschen das Hinterland wieder trockenlegen.

**Zukünftig können diese Gebiete von wetterabhängiger Stromproduktion profitieren.** Durch die Integration in das Virtuelle Kraftwerk Next Pool kann der Deich- und Hauptsieverband Dithmarschen zukünftig von wetterbedingten Preisdifferenzen an der Strombörse profitieren. Denn der virtuelle Kraftwerksbetreiber Next Kraftwerke beliefert das Unternehmen nicht nur mit Strom, sondern gibt diese Preissignale vollautomatisch an das Steuerungssystem der Wasserpumpen weiter. So kann das Unternehmen seinen Stromverbrauch in die günstigsten Viertelstunden verlagern, etwa wenn viel Windstrom in den Netzen ist und die Preise an der Strombörse entsprechend niedrig sind. Durch Lastverlagerung senkt es so seine Stromkosten. Variable Stromtarife gibt Next Kraftwerke derzeit an mittlere und große Stromverbraucher im Umfang von über 1,5 Gigawatt installierter Leistung weiter (Stand April 2015, Next Kraftwerke & DHSV 2015).

# Kapitel 4:

## Bausteine des Strommarktes 2.0

Das BMWi schlägt drei Bausteine zur Weiterentwicklung des bestehenden Strommarktes zum Strommarkt 2.0 vor: **Baustein 1** stärkt die bestehenden Marktmechanismen, sodass die Marktakteure ausreichend Kapazitäten vorhalten und diese im erforderlichen Umfang einsetzen (4.1); **Baustein 2** optimiert die Stromversorgung europäisch und national, sodass die Marktakteure die Kapazitäten effizienter und umweltverträglicher einsetzen (4.2). **Mit Baustein 3** sichern eine Kapazitätsreserve und ein Monitoring der Versorgungssicherheit die Stromversorgung zusätzlich ab (4.3). Die drei Bausteine bauen auf den bewährten Strukturen des liberalisierten Strommarktes auf und werden europarechtskonform ausgestaltet.

### Der Strommarkt – eine Aufgabe, zwei Funktionen

**Der Strommarkt hat im Kern eine Synchronisierungsaufgabe.** Elektrische Energie kann im Stromnetz nicht gespeichert werden. Der Strommarkt muss dafür sorgen, dass jederzeit genau so viel Strom in das Stromnetz eingespeist wird, wie gleichzeitig aus diesem entnommen wird. Um diese Synchronisierungsaufgabe zu erfüllen, hat der Strommarkt zwei zentrale Funktionen: eine Vorhalte- und eine Einsatzfunktion.

**Der Strommarkt hat zum einen eine Vorhaltefunktion für ausreichende Kapazitäten:** Damit jederzeit ein Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage möglich ist, müssen ausreichend Kapazitäten – das heißt Erzeuger, flexible Verbraucher oder Speicher – am Markt vorhanden sein. Preissignale müssen dafür sorgen, dass die Marktakteure einen effizienten Technologiemarkt bereitstellen und rechtzeitig in neue Kapazitäten investieren. Die Marktakteure nutzen für ihre Investitionsentscheidungen Preisnotierungen im Terminmarkt und in die Zukunft gerichtete Marktpreisprognosen. Lassen diese Informationen erwarten, dass sich Investitionen rentieren, liegt eine wesentliche Voraussetzung für eine positive Investitionsentscheidung vor.

**Der Strommarkt hat gleichzeitig eine Einsatzfunktion.** Stromerzeugung und -verbrauch müssen jederzeit im Gleichgewicht sein. Es reicht daher nicht, dass ausreichend Kapazitäten vorhanden sind. Für eine sichere Versorgung muss der Strommarkt durch Preissignale auch jederzeit dafür sorgen, dass die vorhandenen Kapazitäten im erforderlichen Umfang (das heißt in Höhe des zu erwartenden Verbrauchs) kontrahiert und tatsächlich eingesetzt werden.

### 4.1 Baustein 1: Stärkere Marktmechanismen

**Der Baustein 1 stärkt die Marktmechanismen, damit die Marktakteure ausreichend Kapazitäten vorhalten und diese im erforderlichen Umfang einsetzen.** Im Strommarkt 2.0 sorgen die Marktmechanismen für die Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch. Baustein 1 stärkt die bestehenden Marktmechanismen, sodass der Strommarkt seine Synchronisierungsaufgabe erfüllt und Versorgungssicherheit gewährleistet. Er sorgt dafür, dass die Marktakteure ausreichend Kapazitäten kontrahieren (das heißt in Höhe des zu erwartenden Verbrauchs) und diese auch im erforderlichen Umfang einsetzen. Das bedeutet, die Marktmechanismen setzen die Anreize dafür, dass Marktakteure ihre Lieferverpflichtungen einhalten. Dadurch können sich die benötigten Kapazitäten beispielsweise auf den kurzfristigen Spotmärkten und langfristigen Terminmärkten refinanzieren, sodass ausreichend Kapazitäten vorgehalten werden (siehe Kasten zur Refinanzierung von Kapazitäten über Marktmechanismen, S. 41).

**Das Vertrauen der Marktakteure in die wettbewerbliche Preisbildung soll gestärkt werden.** Börsenpreise senden wichtige Informationen an die Marktakteure. Sie zeigen an, wann der Strom knapper wird, und sind damit ein zentrales Investitionssignal. Durch die Grundsatzentscheidung sorgt das BMWi für einen stabilen Rahmen, auf den Investoren vertrauen können. Zudem wird gesetzlich sichergestellt, dass die Preisbildung wettbewerblich erfolgt. Somit können auch hohe Preisspitzen auftreten und die Investitionsanreize der Marktmechanismen vollständig wirken (**Maßnahme 1**). Zusätzlich schafft das Bundeskartellamt mehr Transparenz über die kartellrechtliche Missbrauchsaussicht in der Stromerzeugung. Unternehmen erhalten Klarheit darüber, wann sie am Großhandelsmarkt zu Preisen oberhalb ihrer Grenzkosten bieten dürfen (so genanntes Mark-up) (**Maßnahme 2**).

**Die Anreize zur Bilanzkreistreue werden gestärkt.** Das Ausgleichsenergiesystem setzt die Anreize für Bilanzkreisverantwortliche, sich ausreichend mit Stromlieferungen einzudecken, um Erzeugung und Verbrauch zu synchronisieren. Die BNetzA wird das Ausgleichsenergiesystem überarbeiten und so die Anreize zur Bilanzkreistreue stärken (**Maßnahme 3**). Außerdem wird gesetzlich sichergestellt, dass auch in seltenen Situationen extremer Kapazitätsknappheit, in deren Folge die Übertragungsnetzbetreiber eingreifen müssen, die hohen Kosten für Ausgleichsenergie tatsächlich bei den Bilanzkreisverantwortlichen ankommen (**Maßnahme 4**).

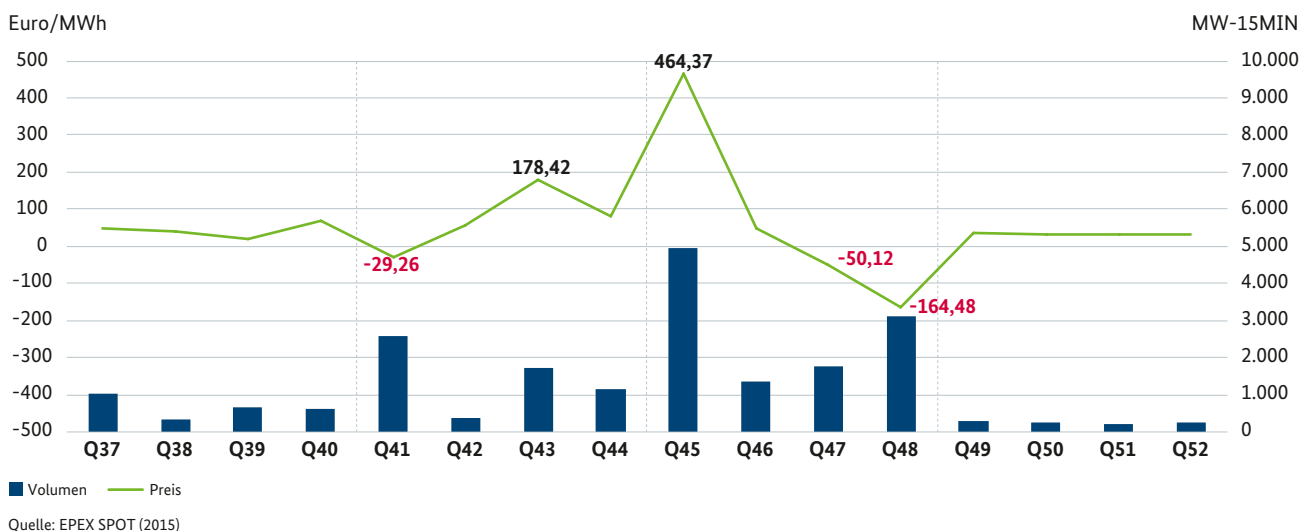
**Partielle Sonnenfinsternis 2015: Der Strommarkt hat sein Potenzial bewiesen**

**Der europäische Strommarkt reagierte flexibel auf die partielle Sonnenfinsternis am 20. März 2015.** Die partielle Sonnenfinsternis stellte eine große Herausforderung für das Stromsystem Europas dar. In Deutschland war es sonnig und die Einspeisung von 1,5 Millionen Photovoltaikanlagen änderte sich innerhalb von Minuten. Für die partielle Sonnenfinsternis hielten die Übertragungsnetzbetreiber für Deutschland 8 GW positive Regelleistung und 7,3 GW negative Regelleistung vor. Da die Strommärkte flexibel reagierten, mussten die Übertragungsnetzbetreiber dennoch nur einen kleinen Teil dieser Regelleistung aktivieren. Tatsächlich betrug das Regelzonensaldo ca. 1,2 GW in positive Richtung und 1,4 GW in negative Richtung.

**Die Marktakteure handelten aktiv am Intraday-Markt die kurzfristig benötigten Strommengen.** Die EPEX SPOT berichtet, dass die Marktteilnehmer bereits am Tag vor der partiellen Sonnenfinsternis Zeitpunkt und Menge des Energiebedarfs recht genau eingeschätzt hatten. Die verbliebenen Abweichungen konnten sie über den Handel mit flexiblen Kapazitäten am Intraday-Markt ausgleichen. Für die Zeit einzelner Viertelstunden kam es dabei zu sehr kurzfristigen positiven und negativen Spitzenpreisen: Die Marktakteure zahlten bei abnehmendem Sonnenlicht einen Spitzenpreis von zunächst knapp +465 Euro/MWh. Kurz darauf, als der Mond die Sonne wieder frei gab, lag der Spitzenpreis bei rund -165 Euro/MWh (siehe Abbildung 14). Dies zeigt: Gute Vortagesprognosen und ein gut organisierter Stromgroßhandel sind in der Lage, auch größere Flexibilitätsherausforderungen ohne größere Probleme zu meistern.

**Die partielle Sonnenfinsternis war ein Test für die Zukunft** (siehe auch Agora 2015). Denn in Zukunft wird Flexibilität deutlich wertvoller werden als heute. Aufgrund deutlich höherer Anteile von Wind und Sonnenenergie im System werden zukünftig Einspeisesituationen, in denen hoher und kurzfristiger Flexibilitätsbedarf besteht, zum alltäglichen Geschäft gehören. Der kurzfristige Handel mit Flexibilität wird für Marktteilnehmer daher immer wichtiger.

**Abbildung 14: Partielle Sonnenfinsternis – Preise und Volumen am Intraday-Markt für das deutsche Marktgebiet**



## 4.2 Baustein 2: Flexible und effiziente Stromversorgung

**Baustein 2 optimiert die Stromversorgung, sodass die Marktakteure die Kapazitäten effizienter und umweltverträglicher einsetzen.** Neben dem Strommarktdesign sind dabei auch die regulatorischen Rahmenbedingungen und flankierende Instrumente für den Stromsektor relevant. Das Grünbuch des BMWi hat diese Maßnahmen als „Sowieso-Maßnahmen“ bezeichnet. Sie sollten unabhängig von der Grundsatzentscheidung zu Kapazitätsmärkten umgesetzt werden (BMWi 2014b).

**Gemeinsam mit seinen Nachbarn treibt Deutschland die europäische Binnenmarktintegration voran.** Die Strommärkte sind heute schon europäisch. Eine stärkere Integration weist große Vorteile auf, denn in einem integrierten europäischen Binnenmarkt werden die Ziele der Energiewende kostengünstiger erreicht. Mit dem europäischen Stromhandel können die großräumigen Ausgleichseffekte und Effizienzgewinne bei der Last, der Einspeisung erneuerbarer Energien und beim Einsatz konventioneller Kraftwerke genutzt werden (siehe Kapitel 3.2). Dadurch müssen national weniger Kapazitäten vorgehalten werden. Versorgungssicherheit kann kostengünstiger gewährleistet werden. Zusammen mit den Nachbarländern wird das BMWi daher mögliche Kooperationsfelder zur Weiterentwicklung der europäischen Strommärkte identifizieren und vorantreiben (**Maßnahme 5**).

**Die Preissignale werden gestärkt.** Flexibilitätshemmnisse, die das Preissignal verzerren, werden abgebaut. Die BNetzA wird die Ausgestaltung der Regelleistungsmärkte prüfen und weiterentwickeln. Unter anderem soll die Teilnahme für neue Anbieter wie zum Beispiel erneuerbare Energien, flexible Verbraucher und Speicher an den Regelleistungsmärkten vereinfacht werden. Dies erhöht den Wettbewerb, senkt die Kosten und ermöglicht, die Mindesterzeugung konventioneller Kraftwerke effizient zu senken (**Maßnahme 6**). Ein Zielmodell soll zudem für eine konsistente Weiterentwicklung von Netzentgelten, Umlagen und sonstigen Preisbestandteilen sorgen. Das Zielmodell soll Orientierung bei einzelnen Reformschritten bieten und die langfristige Konsistenz mit den Zielen der Energiewende gewährleisten. Das BMWi wird das Zielmodell gemeinsam mit allen relevanten Akteuren entwickeln und diskutieren (**Maßnahme 7**). Die Öffnung von Sondernetzentgelten für Großverbraucher, damit sie Lastmanagement stärker

nutzen können, ist ein erster Schritt in diese Richtung (**Maßnahme 8**). Daneben sollen weitere Anpassungen an den Netzentgelten vorgenommen werden, um dem sich wandelnden energiewirtschaftlichen Umfeld Rechnung zu tragen (**Maßnahme 9**).

**Flexibilitätsoptionen wie Lastmanagement und Netzersatzanlagen können einfacher eingesetzt werden.** Werden Flexibilitätsoptionen effizient über Marktpreissignale eingesetzt, können erneuerbare Energien besser integriert und die Stromversorgung kostengünstiger gewährleistet werden. Für die Sekundärregelung sollen Eintrittsbarrieren für spezielle Anbieter von Lastmanagement – oft auch Aggregatoren genannt – abgebaut werden (**Maßnahme 10**). Auch wird das BMWi rechtliche Voraussetzungen für den Ausbau der Ladeeinrichtungen für Elektrofahrzeuge schaffen. Perspektivisch können damit mehr Elektrofahrzeuge Strom in den Zeiten nutzen, in denen dieser aufgrund einer hohen Stromproduktion aus Wind- und Sonnenenergie besonders günstig ist (**Maßnahme 11**). Netzersatzanlagen und ihre Eigenschaften werden systematisch erfasst. Die verbesserte Informationsgrundlage erleichtert es Marktakteuren, zukünftig weitere Anlagen an den Strommärkten zu vermarkten. Auf dieser Grundlage können zudem mögliche weitere Hemmnisse für eine Vermarktung der Anlagen am Spot- und Regelleistungsmarkt ermittelt werden. Zusätzlich stellt das BMWi sicher, dass Neuanlagen die Voraussetzungen für eine Teilnahme am Strommarkt erfüllen (**Maßnahme 12**).

**Netzbetrieb und Netzplanung werden an die Herausforderungen der Energiewende angepasst.** Mit der schrittweisen Einführung von Smart Metern können die Informationen der Netzbetreiber verbessert und Hemmnisse bei der Flexibilisierung des Stromverbrauchs abgebaut werden (**Maßnahme 13**). Zudem wird geregelt, dass die Netze nicht mehr für absolute Erzeugungsspitzen ausgebaut werden. Damit können die Kosten für den Netzausbau minimiert werden (**Maßnahme 14**).

**Konventionelle Mindesterzeugung kann die Integration erneuerbarer Energien erschweren.** Mit zunehmenden Anteilen erneuerbarer Energien und Verzögerungen beim Netzausbau kann sich der Umfang an Erneuerbaren-Strom, der aufgrund von konventioneller Mindesterzeugung abzuregeln ist, stark erhöhen. Ein Monitoring der Mindesterzeugung aus konventionellen Kraftwerken analysiert die entscheidenden Faktoren für die Mindesterzeugung (**Maßnahme 15**).



**Die Förderung von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen und die Überführung von Braunkohlekraftwerken in die Kapazitätsreserve mit anschließender Stilllegung unterstützen die Erreichung der nationalen Klimaziele.**

Um die Klimaschutzziele zu erreichen, sind flankierende Instrumente zum Strommarkt erforderlich. Im Bereich Klimaschutzziele zählt zu diesen Maßnahmen neben dem EEG und den Stromeffizienzinstrumenten vorwiegend der europäische Emissionshandel. Dieser wird derzeit über eine Marktstabilitätsreserve reformiert. Die Wirkung der Reformen tritt voraussichtlich erst nach 2020 ein. Daher ist übergangsweise ein zusätzliches, nationales Instrument erforderlich. Zudem novelliert das BMWi das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (Maßnahme 16). Denn KWK-Anlagen – insbesondere gasbetriebene – können zur Reduktion der Treibhausgasemissionen beitragen. Beide Maßnahmen stärken das bestehende Instrumentenpaket, sodass Deutschland seine Ziele für eine klimafreundliche Stromerzeugung im Jahr 2020 erreichen kann.

**Eine Online-Plattform steigert die Transparenz am Strommarkt.** Die Plattform stellt Energie- und Strommarktdaten für Deutschland umfassend und aktuell dar. Die Übertragungsnetzbetreiber sammeln bestehende Energiedaten und bereiten sie anwenderfreundlich auf (Maßnahme 17).

**Die Aktivitäten der Strombörsen unterstützen den Strommarkt 2.0**

**Die Strombörsen sind zentrale Handelsplattformen im Strommarkt.** Für das deutsche Marktgebiet sind die European Energy Exchange (EEX) und ihre Tochter European Power Exchange EPEX SPOT, aber auch die NASDAQ Commodities, die Nord Pool Spot sowie die Energy Exchange Austria (EXAA) relevant. An der EEX und der NASDAQ Commodities können Marktteilnehmer mittel- und langfristig u. a. mit Strom, Erdgas und CO<sub>2</sub>-Zertifikaten handeln (Terminmarkt). Die EPEX SPOT, EXAA und Nord Pool Spot ermöglichen kurzfristigen Stromhandel in Deutschland, Frankreich, Österreich, Großbritannien, Dänemark, Schweden, Norwegen, Finnland, den baltischen Staaten und der Schweiz (Spotmärkte).

**Die Strombörsen unterstützen den Strommarkt 2.0.**

Der kurzfristige Handel unterstützt die Integration erneuerbarer Energien und eine aktive Bilanzkreisbewirtschaftung. Die Einführung von harmonisierten Regeln für mehrere europäische Länder treibt den europäischen Binnenmarkt voran. Im längerfristigen Handel können Marktakteure Risiken absichern beziehungsweise minimieren und auch langfristige Zahlungsströme schaffen (siehe Kapitel 3.1).

**Die Strombörsen haben bereits ihre Produkte an die Herausforderungen der Energiewende angepasst.**

Zum Beispiel erleichtern seit 2011 Viertelstundenprodukte an der EPEX SPOT die Bewirtschaftung von Bilanzkreisen sowie die Vermarktung und Integration erneuerbarer Energien. Denn Viertelstundenprodukte können kurzfristige Änderungen von Stromerzeugung und -verbrauch besser abbilden als Stundenprodukte. Auch können Bilanzkreisverantwortliche ihre Fahrpläne besser einhalten, wenn sie ihre Bilanzkreise im Viertelstundentakt anstatt im Stundentakt bewirtschaften. Dies verringert zugleich den Bedarf an Regelleistung.

**Die Strombörsen werden ihre Produkte weiterhin verbessern.** Zwischen den Börsen besteht ein Wettbewerb um Handelsteilnehmer. Daher sind die Börsen bestrebt, ihre Produkte und Prozesse an den Bedürfnissen der Marktteilnehmer in der Energiewende anzupassen. Diese neuen Produkte erleichtern den Stromhandel. Gleichzeitig bieten sie auch neue Geschäftsfelder und fördern somit Innovationen.

**Die Strombörsen EEX und EPEX SPOT haben unter anderem folgende Schritte angekündigt** (EEX 2015, EPEX SPOT 2015):

- 1. Handel soll noch kurzfristiger möglich sein.** Bislang kann Strom bis zu 45 Minuten vor Lieferzeitpunkt an der EPEX SPOT gehandelt werden. Danach können Marktakteure neue Entwicklungen von Erzeugung und Verbrauch nur noch außerbörslich und mit eigenen Flexibilitäten ausgleichen. Gerade die Prognosen zur Stromproduktion aus erneuerbaren Energien sowie zum Stromverbrauch ändern sich jedoch auch noch sehr kurzfristig. Eine Verschiebung des börslichen Handelsschlusses – geplant für Sommer 2015 – ist daher sinnvoll.

- 2. Bilanzkreisverantwortliche und Verbraucher sollen sich über „Cap-Futures“ besser gegen Preisspitzen absichern, auf der anderen Seite sollen Kapazitäten darüber Einnahmen erzielen können.** Bislang können Marktakteure an der EEX für Stundenblöcke, Tage oder noch längere Zeiträume Strom kaufen und sich so gegen zukünftige Preisentwicklungen absichern. Im Strommarkt 2.0 werden allerdings häufiger als bisher Preisspitzen auftreten. Damit Marktakteure sich gegen Preisspitzen besser absichern können, will die EEX in 2015 neue Produkte einführen. Diese Produkte berücksichtigen in einem festgelegten Zeitraum die Preisentwicklung für (Viertel)Stunden und setzen eine Preisgrenze fest. Treten Preisspitzen über der Preisgrenze auf, so zahlt der Verkäufer die Differenz zwischen Preisgrenze und Preisspitze an den Käufer des Produktes aus. Der Käufer des Produktes – zum Beispiel ein Industrieunternehmen – muss somit nie mehr zahlen als die Preisgrenze plus den Kaufpreis der Option. Damit ist er gegen das Risiko von Preisspitzen abgesichert. Der Verkäufer – zum Beispiel ein flexibles Kraftwerk – erhält eine neue Einkommensmöglichkeit, das heißt, er wird für das Vorhalten seiner Kapazität entlohnt.
- 3. Auch neue Optionsprodukte und Wetterderivate sollen die Absicherung gegen Preisspitzen verbessern.** Die EEX will mittelfristig weitere Produkte anbieten, die es den Marktakteuren erlauben, Strom zu einem bestimmten Preis zu (ver)kaufen, wenn sich Marktpreise ungünstig entwickeln. Auch will sie Produkte entwickeln, die Wetterfaktoren berücksichtigen. Die NASDAQ Commodities plant ähnliche neue Produkte.

### 4.3 Baustein 3: Stromversorgung absichern

#### **Baustein 3 sichert die Stromversorgung zusätzlich ab.**

Versorgungssicherheit hat höchste Priorität. Sowohl für die Bürgerinnen und Bürger als auch für den Industriestandort Deutschland ist Versorgungssicherheit ein sehr hohes Gut. Baustein 3 garantiert, dass jederzeit ausreichend Kapazitäten für eine sichere Stromversorgung vorhanden sind.

#### **Ein Monitoring überwacht die Versorgungssicherheit kontinuierlich.**

Für eine sichere Stromversorgung müssen jederzeit ausreichend Kapazitäten zur Verfügung stehen, um die Stromnachfrage zu decken. Es ist daher sinnvoll, Versorgungssicherheit am Strommarkt zu überwachen. Für die Marktakteure sorgt das Monitoring zudem für Transparenz über die Entwicklung der Versorgungssicherheit (**Maßnahme 18**).

#### **Eine Kapazitätsreserve sichert die Stromversorgung ab.**

Im Unterschied zum Kapazitätsmarkt umfasst die Kapazitätsreserve nur Kraftwerke, die nicht am Strommarkt teilnehmen und den Wettbewerb und die Preisbildung nicht verzerren. Diese Kraftwerke kommen nur dann zum Einsatz, wenn es trotz freier Preisbildung am Großhandelsmarkt wider Erwarten einmal nicht zur Deckung von Angebot und Nachfrage kommen sollte. Mit der Kapazitätsreserve wird gewährleistet, dass auch in einer solchen Situation alle Verbraucher Strom beziehen können (**Maßnahme 19**). Neben der Kapazitätsreserve hält die Netzreserve Kraftwerke in Süddeutschland zur Überbrückung von Netzengpässen vor und gewährleistet damit den sicheren Netzbetrieb. Die Netzreserve wird (gegebenenfalls modifiziert) über den 31. Dezember 2017 hinaus verlängert und mit der Kapazitätsreserve verzahnt (**Maßnahme 20**).



# Teil III:

## Strommarkt 2.0: Die Umsetzung

Teil III legt dar, wie der derzeitige Strommarkt zum Strommarkt 2.0 weiterentwickelt wird. Kapitel 5 beschreibt die Maßnahmen, die kurzfristig ergriffen werden. Diese Maßnahmen stellen sicher, dass die Versorgungssicherheit in Deutschland auch unter veränderten Bedingungen dauerhaft gewährleistet bleibt. Sie tragen auch dazu bei, die Verbraucher wirtschaftlich effizient mit Strom zu versorgen. Mittelfristig ist eine Reihe weiterer Maßnahmen sinnvoll, damit die Energieversorgung auch in Zukunft kosteneffizient und umweltgerecht erfolgen kann. Kapitel 6 gibt einen Ausblick auf die entsprechenden zukünftigen Handlungsfelder.

# Kapitel 5: Konkrete Maßnahmen

Drei Bausteine tragen zum Gelingen des Strommarktes 2.0 bei: der Baustein 1 „Stärkere Marktmechanismen“, der Baustein 2 „Flexible und effiziente Stromversorgung“ und der Baustein 3 „Zusätzliche Absicherung“. Die Maßnahmen, die im Baustein 1 zusammengefasst sind, stärken die bestehenden Marktmechanismen. Sie sorgen dafür, dass der Strommarkt aus sich heraus die benötigten Kapazitäten vorhält und so weiterhin Versorgungssicherheit gewähr-

leistet (Kapitel 5.1). Die Maßnahmen, die im Baustein 2 gruppiert sind, optimieren die Stromversorgung europäisch und national. Sie sorgen damit für einen flexiblen, kosteneffizienten und umweltverträglichen Einsatz der Kapazitäten (Kapitel 5.2). Die Maßnahmen des Bausteins 3 sichern die Stromversorgung zusätzlich ab (Kapitel 5.3). Alle Maßnahmen werden europarechtskonform ausgestaltet.

## Übersicht über die Maßnahmen

**Baustein 1 „Stärkere Marktmechanismen“:** Die Maßnahmen des Bausteins 1 stärken die bestehenden Marktmechanismen. Die benötigten Kapazitäten können sich dadurch refinanzieren und der Strommarkt kann Versorgungssicherheit weiterhin gewährleisten.

- Maßnahme 1** Freie Preisbildung am Strommarkt garantieren
- Maßnahme 2** Kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht transparenter machen
- Maßnahme 3** Bilanzkreistreue stärken
- Maßnahme 4** Bilanzkreise für jede Viertelstunde abrechnen

**Baustein 2 „Flexible und effiziente Stromversorgung“:** Die Maßnahmen des Bausteins 2 optimieren die Stromversorgung europäisch und national. Sie sorgen damit für einen kosteneffizienten und umweltverträglichen Einsatz der Kapazitäten.

- Maßnahme 5** Weiterentwicklung des Strommarktes europäisch einbetten
- Maßnahme 6** Regelleistungsmärkte für neue Anbieter öffnen
- Maßnahme 7** Zielmodell für staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte entwickeln
- Maßnahme 8** Besondere Netzentgelte für mehr Lastflexibilität öffnen
- Maßnahme 9** Netzentgeltsystematik weiterentwickeln
- Maßnahme 10** Regeln für die Aggregation von flexiblen Stromverbrauchern klären
- Maßnahme 11** Verbreitung der Elektromobilität unterstützen
- Maßnahme 12** Vermarktung von Netzersatzanlagen ermöglichen
- Maßnahme 13** Smart Meter schrittweise einführen
- Maßnahme 14** Netzausbaukosten durch Spitzenkappung von EE-Anlagen reduzieren
- Maßnahme 15** Mindesterzeugung evaluieren
- Maßnahme 16** Kraft-Wärme-Kopplung in den Strommarkt integrieren
- Maßnahme 17** Mehr Transparenz über Strommarktdaten schaffen

**Baustein 3 „Zusätzliche Absicherung“:** Die Maßnahmen des Bausteins 3 sichern die Stromversorgung zusätzlich ab.

- Maßnahme 18** Versorgungssicherheit überwachen
- Maßnahme 19** Kapazitätsreserve einführen
- Maßnahme 20** Netzreserve weiterentwickeln

## 5.1 Baustein 1: Stärkere Marktmechanismen

Bereits heute sorgt der Strommarkt für einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage. Auch bei zunehmenden Anteilen fluktuierender erneuerbarer Energien soll er eine zuverlässige Versorgung mit Strom sicherstellen. Die Maßnahmen, die im Baustein 1 zusammengefasst sind, stärken die bestehenden Marktmechanismen. Sie sorgen dafür, dass der Strommarkt aus sich heraus die benötigten Kapazitäten vorhält und so weiterhin Versorgungssicherheit gewährleistet. Die Maßnahmen 1 und 2 stellen sicher, dass die Preisbildung frei bleibt. Die Maßnahmen 3 und 4 stärken die Bilanzkreistreue.

### Übersicht über die Maßnahmen des Bausteins 1

<b>Maßnahme 1</b>	Freie Preisbildung am Strommarkt garantieren
<b>Maßnahme 2</b>	Kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht transparenter machen
<b>Maßnahme 3</b>	Bilanzkreistreue stärken
<b>Maßnahme 4</b>	Bilanzkreise für jede Viertelstunde abrechnen

### Maßnahme 1: Freie Preisbildung am Strommarkt garantieren

Im Strommarkt 2.0 senden Strompreise wichtige Investitionssignale. Die Marktakteure müssen sich darauf verlassen können, dass die Preisbildung frei bleibt und keine regulatorischen Preisgrenzen eingeführt werden. Das BMWi stärkt daher das Vertrauen der Marktakteure: Im Strommarktgesetz soll die freie Preisbildung als Zielbestimmung aufgenommen werden. Dadurch wird klargestellt, dass es keine staatlichen Interventionen in die Strompreise geben soll.

### Begründung

**Im Strommarkt 2.0 senden Strompreise wichtige Investitionssignale.** Die Preise am Strommarkt senden relevante Informationen an die Marktakteure (Stromversorger, Stromhändler, Großindustrie). Hohe Preise zeigen zum Beispiel an, dass das Stromangebot im Vergleich zur Stromnachfrage in einem Zeitpunkt knapp ist. Damit sind Strompreise zen-

trale Investitionssignale und setzen Anreize zur Flexibilisierung des Stromsystems (siehe Kapitel 3).

**Die Marktakteure müssen sich darauf verlassen können, dass die Preisbildung frei bleibt.** Bereits heute erfolgt die Preisbildung am Strommarkt frei von staatlichen Interventionen. An den Strombörsen existieren lediglich technische Preisobergrenzen, welche die Börsen anpassen können. Zum Teil äußern aber Marktakteure die Befürchtung, der Regulierer könnte zukünftig in den Markt eingreifen, um Preisausschläge an der Börse zu verhindern.

### Eckpunkte

**Das Strommarktgesetz soll Vertrauen bei den Marktakteuren schaffen:**

- **Das Strommarktgesetz soll die Ziele des künftigen Strommarktdesigns im Energiewirtschaftsgesetz verankern.** Die freie Preisbildung wird ein Kernziel des Energiewirtschaftsgesetzes. Auch in Zukunft soll die Preisbildung für Strom durch wettbewerbliche Marktmechanismen erfolgen. Diese „Zielbestimmung“ wird durch das Strommarktgesetz als eine normative Grundentscheidung des Gesetzgebers in das Energiewirtschaftsgesetz eingefügt. Dadurch können sich die Marktakteure darauf verlassen, dass auch in Zukunft staatliche Interventionen in die Preisbildung unterbleiben. Als Zwecke nennt das EnWG bereits eine möglichst sichere, preisgünstige, verbraucherfreundliche, effiziente leitungsgebundene Strom- und Gasversorgung, die zunehmend auf erneuerbaren Energien beruht. Die Aufnahme der „Zielbestimmung“ einer freien Preisbildung dient dazu, diese Zwecke zu erreichen.
- **Das Strommarktgesetz normiert die Grundprinzipien des künftigen Strommarktdesigns.** Die Grundprinzipien des Strommarktes 2.0 werden im Sinne eines „Grundgesetzes des Strommarktes“ geregelt. Diese Grundprinzipien stellen klar, dass der Strommarkt auch in Zukunft jederzeit einen Ausgleich von Angebot und Nachfrage ermöglichen muss. Staatliche Interventionen in die Preisbildung unterbleiben.
- **Zur freien Preisbildung bekennen sich Deutschland und seine Nachbarstaaten in ihrer gemeinsamen Erklärung.** Die Erklärung vom Juni 2015 für eine regionale Kooperation zur Versorgungssicherheit betont, dass keine gesetzlichen Preisgrenzen eingeführt werden. Zudem

sollen nationale Maßnahmen vermieden werden, die wie indirekte Preisgrenzen wirken könnten. Ebenfalls wichtig ist, dass die Mitgliedstaaten darauf vertrauen können, dass bestehende Regeln des Strombinnenmarktes eingehalten werden. Daher bekräftigt die Erklärung, dass die unterzeichnenden Staaten (soweit die Netzstabilität gewährleistet ist) auch bei knappen Versorgungslagen in den grenzüberschreitenden Stromhandel nicht eingreifen. Damit können Kapazitäten auch über nationale Grenzen hinaus Versorgungssicherheit gewährleisten (siehe Maßnahme 5).

## Maßnahme 2: Kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht transparenter machen

Die freie Preisbildung ist für den Strommarkt 2.0 wesentlich. Unternehmen brauchen Klarheit darüber, inwieweit sie Kapazitäten über ihre Grenzkosten hinaus in den Markt bieten dürfen (so genannte Mark-ups). Das Bundeskartellamt sorgt daher für Klarheit: Es veröffentlicht für den Bereich der Stromerzeugung einen Leitfaden für die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht und legt regelmäßig einen Bericht zur Marktmacht vor.

### Begründung

Ein wesentliches Merkmal des Strommarktes 2.0 ist die **freie Preisbildung**. Damit der Strommarkt 2.0 Versorgungssicherheit gewährleistet, ist es erforderlich, dass die Preisbildung am Spotmarkt frei bleibt (siehe Kapitel 3). Dies umfasst auch Situationen, in denen Unternehmen über ihre Grenzkosten hinaus in den Markt bieten (so genannte Mark-ups). Unternehmen äußern aber teilweise die Sorge, das kartellrechtliche Missbrauchsverbot (so genanntes Mark-up-Verbot) schränke die freie Preisbildung ein.

**Marktteilnehmer sollten mehr Klarheit darüber erhalten, wann sie vom so genannten Mark-up-Verbot betroffen sind und wann nicht.** Das kartellrechtliche Missbrauchsverbot zielt nicht darauf ab, Preisspitzen in Knappheitssituationen zu verhindern. Es verhindert, dass Unternehmen Marktmacht nutzen, um Preise ungerechtfertigt künstlich und in erheblichem Umfang in die Höhe zu treiben. Es ist wichtig klarzustellen, welche Situationen vom kartellrechtlichen Missbrauchsverbot erfasst sind und welche Unternehmen davon betroffen sein können.

### Eckpunkte

#### Das Bundeskartellamt sorgt für mehr Transparenz:

- **Das Bundeskartellamt veröffentlicht einen Leitfaden für die kartellrechtliche Missbrauchsaufsicht in der Stromerzeugung.** Dieser Leitfaden verdeutlicht die Zielrichtung, die Regeln für die Anwendung und die Reichweite der kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht. Vor der Erstellung des Leitfadens tritt das Bundeskartellamt in einen Dialog mit den betroffenen Unternehmen.
- **Das Bundeskartellamt legt mindestens alle zwei Jahre einen Bericht über die Marktverhältnisse in der Stromerzeugung vor; das wird im Strommarktgesetz geregelt.** Der Bericht zur Marktmachtsituation verschafft den Unternehmen Klarheit bei der Beurteilung, ob sie marktbeherrschend sind. Nicht marktbeherrschende Unternehmen unterliegen bei ihren Preisforderungen – auch in Knappheitssituationen – unbeschadet der allgemeinen Regelungen des Stromhandels keinen Einschränkungen durch das kartellrechtliche Missbrauchsverbot. Der Bericht erfolgt im Rahmen des bisherigen, umfassenderen Monitorings des Bundeskartellamtes im Energiebereich. Er umfasst eine Analyse und eine Bewertung von Daten, welche die Markttransparenzstelle für den Großhandel mit Strom und Gas sowie das Energie-Monitoring erhebt.

#### Maßnahme 3: Bilanzkrestreue stärken

Im Strommarkt 2.0 sorgen starke Anreize zur Bilanzkrestreue für Versorgungssicherheit. Zusammen mit den Regelleistungsmärkten sorgt das Bilanzkreis- und Ausgleichensystem dafür, dass jederzeit genau so viel Strom in das Stromnetz eingespeist wird, wie aus diesem entnommen wird. Die unter Umständen hohen Ausgleichsenergiepreise sind der zentrale Anreiz zur Bilanzkrestreue. Die BNetzA entwickelt daher das Ausgleichensystem weiter: Sie leitet im Jahr 2015 einen Diskussionsprozess ein, um noch im Jahr 2016 ein Festlegungsverfahren zu eröffnen.

## Begründung

**Im Strommarkt 2.0 sorgen starke Anreize zur Bilanzkreistreue für Versorgungssicherheit.** Bereits heute müssen Bilanzkreisverantwortliche ihre Bilanzkreise ausgleichen. Alle Erzeuger und Verbraucher sind einem Bilanzkreis zugeordnet. Für jeden Bilanzkreis gibt es einen Akteur, der auf Basis von Last- und Erzeugungsprognosen ausgeglichene Fahrpläne abgeben und einhalten muss (Pflicht zur Bilanzkreistreue). Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem sorgt zusammen mit der Regelleistung dafür, dass jederzeit genau so viel Strom in das Stromnetz eingespeist wird, wie aus diesem entnommen wird (siehe Kasten zum Bilanz- und Ausgleichsenergiesystem, S. 43).

**Der Ausgleichsenergiepreis ist der zentrale Anreiz für Bilanzkreistreue.** Mit Regelleistung gleichen Übertragungsnetzbetreiber unvorhersehbare Abweichungen aus. Dafür kontrahieren sie vorab Regelleistung (siehe Grünbuch des BMWi, Kapitel 1.3). Weichen Bilanzkreisverantwortliche von ihren Fahrplänen ab, muss also Regelleistung eingesetzt werden. Die Kosten des Einsatzes tragen jene Bilanzkreisverantwortlichen, die von ihrem vorgesehenen Fahrplan abgewichen sind, über die Ausgleichsenergiepreise.

## Eckpunkte

**Ein weiterentwickeltes Bilanz- und Ausgleichsenergiesystem stärkt die Bilanzkreistreue:**

- **Die BNetzA leitet im Jahr 2015 einen Diskussionsprozess zur Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiesystems.** 2016 adressiert ein anschließendes Festlegungsverfahren nach Ergänzung der erforderlichen Rechtsgrundlage unter anderem folgende Aspekte:
- **Kosten zur Vorhaltung von Regelleistung:** Bislang tragen die Bilanzkreisverantwortlichen – sofern sie von den Fahrplänen abweichen – nur die Einsatzkosten der Regelleistung. Die Vorhaltekosten geben die Netzbetreiber über die Netzentgelte an die Stromkunden weiter. Durch ihre Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie beeinflussen die Bilanzkreisverantwortlichen jedoch mittelfristig auch die vorgehaltene Menge an Regelleistung – das heißt wie viele Kapazitäten den Netzbetreibern zum Abruf von Regelleistung zur Verfügung stehen. Würden die Vorhaltungskosten zumindest teilweise über die Ausgleichsenergie abgerechnet, könnte dies die Anreize zur Bilanzkreistreue stärken und die Kosten verursachungsgerechter verteilen.
- **Umgang mit Nulldurchgängen:** Die Kosten der Regelleistung legen die Übertragungsnetzbetreiber über das Ausgleichsenergiesystem auf die Bilanzkreisverantwortlichen um. In der ersten Stufe zur Berechnung des Ausgleichsenergiepreises gehen sie wie folgt vor: Sie teilen die Nettokosten – das heißt die Kosten minus der Erlöse – für den gesamten Regelleistungabruf durch die Gesamtmenge der Regelleistung, die im Regelverbund abgerufen wurde. Diese Gesamtmenge wiederum ergibt sich aus dem Saldo der eingesetzten Regelleistung in einer Viertelstunde (siehe Abbildung 15). Hier entstehen unerwünschte Anreize: Ist das System relativ stabil, das heißt die Netzbetreiber setzen relativ wenig und häufig sowohl positive und negative Regelleistung ein, können sich positive und negative Regelleistung kompensieren (Nulldurchgänge). Als Ergebnis ist der Nenner relativ klein und – mathematisch bedingt – der Zähler relativ groß: Es können relativ hohe Ausgleichsenergiepreise entstehen. Stattdessen sollten hohe Ausgleichsenergiepreise aber nur dann bestehen, wenn das System relativ instabil ist, das heißt die Netzbetreiber relativ viel positive oder negative Regelleistung einsetzen.

**Abbildung 15: Bildung des Ausgleichsenergiepreises in der ersten Berechnungsstufe**

$$\text{Ausgleichsenergiepreis 1} = \frac{\text{Kosten} - \text{Erlöse der abgerufenen Regelleistung}}{\text{Mengensaldo der abgerufenen Regelleistung im Regelverbund}}$$



- **Intradaypreis als Bezugspreis ersetzen.** Bilanzkreisverantwortliche sollen immer am Intradayhandel handeln, anstatt Regelenergie in Anspruch zu nehmen. Verändern sich Erzeugungs- und Lastprognosen in ihren Bilanzkreisen, sollten sie Strom am Intraday-Markt nachhandeln. Die Berechnung des Ausgleichsenergiepreises setzt hierfür schon Anreize, indem sie den Intradaypreis berücksichtigt. Der derzeit verwendete, mengengewichtete, durchschnittlich stündliche Intradaypreis ist jedoch problematisch, da Bilanzkreise viertelstundenscharf zu bewirtschaften sind. Für ihre Festlegung wird die BNetzA alternative Bezugspreise prüfen. Alternative Bezugspreise könnten aus der neuen Day-Ahead-Viertelstundenauktion der EPEX SPOT, dem kontinuierlichen viertelstündlichen Intradayhandel abgeleitet oder aus einem Maximalpreis aus verschiedenen Bezugspreisen gebildet werden.
- **Die Kompetenzen der BNetzA sollen ausgeweitet werden.** Die BNetzA kann das Ausgleichsenergiesystem nach geltender Rechtslage nur eingeschränkt weiterentwickeln. § 8 der Stromnetzzugangsverordnung bestimmt, dass die Vorhaltekosten der Regelleistung über die Netzentgelte umgelegt werden. Das BMWi ändert diese Regelung, sodass die Netzbetreiber diese Kosten auch über das Ausgleichsenergiesystem abrechnen können (siehe oben).
- **BMWi und BNetzA überwachen das Bilanz- und Ausgleichsenergiesystem kontinuierlich.** Es gibt unterschiedliche Bilanzkreise. Für Bilanzkreisverantwortliche relativ leicht zu bilanzieren sind leistungsgemessen Industrie- und Gewerbekunden. Schwieriger zu bilanzieren sind die nicht-leistungsgemessenen Haushaltskunden. Die Abweichungen dieser Kunden vom für sie prognostizierten Verbrauch bewirtschaften die Verteilernetzbetreiber in so genannten Differenzbilanzkreisen. Wie effizient diese Bilanzkreise bewirtschaftet werden, werden BMWi und BNetzA überprüfen und bei Bedarf entsprechende Regeln anpassen (siehe Handlungsfeld 6).

#### Maßnahme 4: Bilanzkreise für jede Viertelstunde abrechnen

Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem ist das zentrale Instrument für die Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch. Bilanzkreisverantwortliche müssen für jede Viertelstunde ihre Lieferverpflichtung absichern. Dass Übertragungsnetzbetreiber auch dann die Bilanzkreise abrechnen müssen, wenn sie aufgrund der Systemstabilität in das Stromsystem kurzfristig eingreifen müssen oder künftig auf die Kapazitätsreserve zurückgreifen, ist jedoch nicht klar geregelt. Es wird daher gesetzlich klargestellt, dass Bilanzkreise in jedem Fall abgerechnet werden.

#### Begründung

**Das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem ist das zentrale Instrument für die Synchronisierung von Erzeugung und Verbrauch.** Zusammen mit der Regelleistung sorgt das Bilanzkreis- und Ausgleichsenergiesystem dafür, dass jederzeit genau so viel Strom in das Stromnetz eingespeist wird, wie aus diesem entnommen wird (siehe Kasten zum Bilanz- und Ausgleichsenergiesystem, S. 43).

#### **Bilanzkreisverantwortliche müssen für jede Viertelstunde ihre Lieferverpflichtung ausreichend absichern.**

Tun sie das nicht, sollten sie für ihr Fehlverhalten haften. Derzeit ist jedoch nicht in jedem Fall gesetzlich klargestellt, dass die Übertragungsnetzbetreiber ihre Bilanzkreise abrechnen müssen. Dies betrifft Situationen, in denen sie aufgrund der Systemstabilität in das Stromsystem kurzfristig eingreifen müssen (§ 13 Abs. 2 des Energiewirtschaftsgesetzes) oder künftig auf die Kapazitätsreserve zurückgreifen.

#### Eckpunkte

**Es soll gesetzlich klargestellt werden, dass Bilanzkreise in jedem Fall abgerechnet werden:**

- **Das Strommarktgesetz soll § 8 Abs. 2 der Stromnetzzugangsverordnung entsprechend ergänzen.** Diese Regelung stellt sicher, dass die Übertragungsnetzbetreiber die Bilanzkreise auch dann abrechnen, wenn sie aufgrund der Systemstabilität in das Stromsystem kurzfristig eingreifen müssen (§ 13 Abs. 2 des Energiewirtschaftsgesetzes) oder die Kapazitätsreserve in Anspruch nehmen.

## 5.2 Baustein 2: Flexible und effiziente Stromversorgung

Die Maßnahmen, die im Baustein 2 genannt sind, optimieren die Stromversorgung und betten die Weiterentwicklung des Strommarktes europäisch ein. Sie sorgen damit für einen flexiblen, kosteneffizienten und umweltverträglichen Einsatz der Kapazitäten und für wettbewerbsfähige Strompreise.

### Übersicht über die Maßnahmen des Bausteins 2

<b>Maßnahme 5</b>	Weiterentwicklung des Strommarktes europäisch einbetten
<b>Maßnahme 6</b>	Regelleistungsmärkte für neue Anbieter öffnen
<b>Maßnahme 7</b>	Zielmodell für staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte entwickeln
<b>Maßnahme 8</b>	Besondere Netzentgelte für mehr Lastflexibilität öffnen
<b>Maßnahme 9</b>	Netzentgeltsystematik weiterentwickeln
<b>Maßnahme 10</b>	Regeln bei der Aggregation von flexiblen Stromverbrauchern klären
<b>Maßnahme 11</b>	Verbreitung der Elektromobilität unterstützen
<b>Maßnahme 12</b>	Vermarktung von Netzersatzanlagen ermöglichen
<b>Maßnahme 13</b>	Smart Meter schrittweise einführen
<b>Maßnahme 14</b>	Netzausbaukosten durch Spitzenkappung von EE-Anlagen reduzieren
<b>Maßnahme 15</b>	Mindesterzeugung evaluieren
<b>Maßnahme 16</b>	Kraft-Wärme-Kopplung in den Strommarkt integrieren
<b>Maßnahme 17</b>	Mehr Transparenz über Strommarktdaten schaffen

### Maßnahme 5: Weiterentwicklung des Strommarktes europäisch einbetten

Mit der Entscheidung für den Strommarkt 2.0 bekennt sich das BMWi ausdrücklich zum liberalisierten, europäischen Strombinnenmarkt. In einem integrierten europäischen Binnenmarkt lässt sich Versorgungssicherheit auf einem hohen Niveau kostengünstig gewährleisten. Daher arbeitet Deutschland bei der Weiterentwicklung des Strommarktes eng mit seinen Nachbarn zusammen. Die gemeinsame Erklärung zwischen Deutschland und seinen „elektrischen“ Nachbarländern vom Juni 2015 ist ein erster wichtiger Meilenstein, um den Strommarkt 2.0 europäisch einzubetten. Die unterzeichnenden Nachbarstaaten haben damit ein klares Signal gesetzt: Versorgungssicherheit soll künftig verstärkt europäisch betrachtet werden und die Vorteile des gemeinsamen Strombinnenmarktes sollen ausgeschöpft werden.

### Begründung

**Mit dem Strommarkt 2.0 bekennt sich das BMWi ausdrücklich zum liberalisierten, europäischen Strombinnenmarkt.** Seit der Liberalisierung der Strommärkte Ende der 1990er Jahre sorgt ein verstärkter Wettbewerb für eine effizientere Stromerzeugung und niedrigere Großhandelspreise. Parallel hat die Kopplung nationaler Märkte dazu geführt, dass Strom heute effizienter erzeugt und grenzüberschreitend gehandelt wird (siehe Teil II). Der Strommarkt 2.0 baut auf dem liberalisierten, europäischen Markt auf und unterstützt seine Fortentwicklung.

**In einem integrierten, europäischen Energiebinnenmarkt lässt sich Versorgungssicherheit kostengünstig sicherstellen.** Je stärker die nationalen Strommärkte miteinander verbunden sind, desto größere Flexibilitätspotenziale stehen zur Verfügung. Gleichzeitig sinkt die benötigte Kapazität zur Deckung der Nachfrage, da der jeweils höchste Kapazitätsbedarf über die Regionen hinweg zeitlich versetzt anfällt. Mit dem überregionalen Ausgleich von Erzeugung und Nachfrage müssen national weniger Kapazitäten vorgehalten werden. Auch die Wahrscheinlichkeit für ungeplante Stromausfälle sinkt weiter, weil Angebot und Nachfrage in einem größeren Markt besser zusammenkommen können und der Ausfall einzelner Stromleitungen kompensiert werden kann (dazu siehe auch Maßnahme 18).

## Eckpunkte

- **Im Juni 2015 hat der Bundesminister für Wirtschaft und Energie eine gemeinsame Erklärung mit den „elektrischen“ Nachbarn zum Strommarkt unterzeichnet** (siehe Kasten zur gemeinsamen Erklärung). Die Unterstützer dieser Erklärung sind die Niederlande, die Schweiz, Belgien, Luxemburg, Frankreich, Tschechien, Österreich, Polen, Dänemark, Schweden und Norwegen. Die Erklärung betont die Bedeutung von so genannten „no regret“-Maßnahmen, die alle Staaten unabhängig vom nationalen Energiemix und Strommarktmodell als sinnvoll erachten. Mit dieser Erklärung, die unter Beteiligung der Europäischen Kommission verhandelt wurde, unterstreicht das BMWi sein Angebot an die europäischen Partner, im Rahmen der „no regret“-Maßnahmen und darüber hinaus eng zu kooperieren („cooperation-readiness“).
- **Die beteiligten Staaten haben folgende Maßnahmen vereinbart:**

  - **Sie werden bei der Weiterentwicklung der nationalen Strommärkte zusammenarbeiten.** Sie wollen sich zukünftig enger austauschen, wenn von nationalen Entscheidungen deutliche Auswirkungen auf die Strommärkte der Nachbarstaaten zu erwarten sind. Maßnahmen zur Verbesserung der Versorgungssicherheit sollen grenzüberschreitende Auswirkungen berücksichtigen.
  - **Sie werden ein gemeinsames Verständnis von Versorgungssicherheit und eine gemeinsame Methodik zu ihrer Berechnung entwickeln.** Als Grundlage kann das „Generation Adequacy Assessment“ der europäischen Übertragungsnetzbetreiber dienen. Diese Analyse haben die Übertragungsnetzbetreiber für Zentralwesteuropa im Auftrag des Pentalateralen Energieforums durchgeführt. Die Modellierungen sollen verbessert werden. Sie könnten in einen gemeinsamen Bericht der Übertragungsnetzbetreiber über Versorgungssicherheit münden (siehe auch Kapitel 6, Handlungsfeld 1).
- **Sie lassen die Strommärkte weiter zusammenwachsen.** Sie wollen die grenzüberschreitenden Stromnetze weiter ausbauen. Zudem sollen die Netzkodizes beschlossen und umgesetzt werden. Die Netzkodizes sind europaweit einheitliche Regeln für die Marktteilnehmer, beispielsweise zur Steuerung des grenzüberschreitenden Stromhandels und dem Umgang mit Netzausfällen (siehe auch Kapitel 6, Handlungsfeld 1).
- **Sie werden den grenzüberschreitenden Stromhandel auch in Zeiten hoher Preise nicht beeinträchtigen.** Einschränkungen lassen die europäischen Regeln nur bei Gefährdung der Netzstabilität zu.
- **Sie sind der Auffassung, dass flexible europäische Strommärkte im gemeinsamen Interesse liegen.** Dies betrifft insbesondere die Flexibilisierung der Nachfrageseite. Dazu wollen die beteiligten Staaten vor allem Hemmnisse für den Marktzugang von Flexibilitätsoptionen beseitigen, gesetzliche Preisobergrenzen verhindern, Preisspitzen akzeptieren und die Bilanzkreistreue stärken (siehe auch Maßnahmen 1, 2, 3, 7, 8, 10, 11, 12).

### Joint Declaration for Regional Cooperation on Security of Electricity Supply in the Framework of the Internal Energy Market

**We are convinced** that making the most of the internal energy market will be crucial for ensuring security of supply in a cost-effective way. **We emphasise** the rules regarding the internal energy market and will work towards their full implementation. **We stress** that we will not restrict cross-border trade of electricity including in times of high prices reflecting market scarcity and we will follow EU-regulations on cross-border trade also with respect to ensuring secure system operation. **We recognise** the right of each European state to determine its own energy mix. **We acknowledge** that neighbouring states face different situations which can lead to preferences for different concepts in our energy policy, and the need, within the EU-framework, for well-targeted national regulations, taking into account national specificities, also with regard to security of supply. **We are guided** by the intention to maximise the benefits of the internal market for security of supply. **We are convinced** that an intensified regional cooperation is an important step towards further EU market integration, that it

will increase energy security, reduce energy prices and costs and promote further integration of renewable energy.

**We aim at identifying common approaches (“no-regrets”)** even though we might not agree on all details or policy options. **We are guided** by the intention to contribute to the further European market integration. We will implement this declaration in close cooperation with the European Commission and within regional initiatives such as the Pentalateral Energy Forum and based on their valuable work and input. **We therefore agree, as a starting point, on the following “no-regrets” for regional cooperation:**

- We will improve cooperation among neighbouring countries as regards the main decisions on national energy policies with potential transnational effects.
- Policy interventions for security of supply should take into account cross-border effects and minimise possible market distortion.
- While acknowledging all European states’ own responsibility as regards ensuring security of supply, we will develop a common methodology to assess generation adequacy; we will work towards further harmonisation of security of supply indicators and a common understanding of security of supply as well as towards a joint regional generation adequacy assessment, to complement the work carried out at national level.
- We will foster further market-coupling and increased cross-border trade based on flow-based capacity calculations and, as the case may be, based on Net Transfer Capacity. We will foster reinforcement of internal grid and interconnection capacity to overcome bottlenecks.
- We will not restrict cross-border trade of electricity including in times of high prices reflecting market scarcity and we will follow EU-regulations on cross-border trade also with respect to ensuring secure system operation.
- We will foster improved cross-border capacity allocation and will work towards a coordinated implementation of the Regulation on Capacity Allocation and Congestion Management.
- We will foster further market integration of renewables in a coordinated way thereby also making use of different flexibility options.
- We agree that the flexibilisation of our energy system is a no-regret to cost-effectively improve energy security.
- We will analyse our new and existing national regulations, with the aim to minimise any negative impact on, and if possible increase, system flexibility (“flexibility check”).
- As a first step we agree on the following flexibility “no-regrets”:
  - we will identify barriers for flexibility of supply and demand and seek to remove them in a coordinated manner;
  - we will develop demand side response and consider the potential of demand options from other sectors, such as heating and transport into the electricity system;
  - we will work towards ensuring an adequate level of short-term products;
  - we will allow flexible prices; we will particularly not introduce legal price caps and we will avoid that national measures have the effect of indirect price caps;
  - we will make sure that there is an adequate regulatory framework in order to ensure that balancing responsible parties will comply with their balancing obligations;
  - market parties, including producers of variable renewable energy, should react to market price signals;
  - we will support the cost-effective cross-border integration of markets for ancillary services (in particular balancing energy).

We invite other European states to join this declaration.

## Maßnahme 6: Regelleistungsmärkte für neue Anbieter öffnen

Die für den kurzfristigen Ausgleich von Angebot und Nachfrage wichtigen Regelleistungsmärkte bieten Refinanzierungsmöglichkeiten für die Kapazitäten. Um mehr Wettbewerb zu ermöglichen und damit die Kosten zu senken, sollten sie möglichst vielen Anbietern offenstehen. Die BNetzA öffnet daher die Regelleistungsmärkte für mehr Anbieter: Noch im Jahr 2015 beginnt sie ein Festlegungsverfahren.

### Begründung

**Die Regelleistungsmärkte bieten Refinanzierungsmöglichkeiten für Kapazitäten.** Um das System jederzeit stabil zu halten, nutzen die Übertragungsnetzbetreiber Regelleistung. Damit gleichen sie unvorhergesehene Kraftwerksausfälle oder Prognoseabweichungen von Last und erneuerbarer Erzeugung physikalisch aus. Kapazitäten können Einkommen generieren, wenn sie an den Regelleistungsmärkten teilnehmen (siehe Kapitel 3.1 inklusive Kasten zur Refinanzierung).

**Regelleistungsmärkte sollten allen Anbietern offenstehen.** Jeder Anbieter, der Regelleistung zuverlässig zur Verfügung stellen kann, sollte am Wettbewerb teilnehmen dürfen. Eine große Anbietervielfalt minimiert die Kosten für die Vorhaltung und den Einsatz von Regelleistung. Auch kann mehr Wettbewerb auf den Regelleistungsmärkten die Mindesterzeugung aus thermischen Kraftwerken senken. In bestimmten Situationen werden thermische Kraftwerke am Strommarkt nicht mehr zur Lastdeckung benötigt. Dennoch bleiben sie teilweise in Betrieb, wenn sie beispielsweise Regelleistung bereitstellen.

### Eckpunkte

**Die Regelleistungsmärkte werden für neue Anbieter geöffnet:**

- **Die BNetzA eröffnet noch im Jahr 2015 ein Festlegungsverfahren zu den Ausschreibungsbedingungen für die Regelleistung, um neuen und flexiblen Anbietern die Teilnahme zu ermöglichen.** Bei kürzeren Vorlaufzeiten und kleineren Produkten können Anbieter wie Speicher, flexible Verbraucher und erneuerbare Energien verstärkt an den Regelleistungsmärkten teilnehmen. Auch bei der Öffnung der Regelleistungsmärkte für neue Anbieter hat die Systemstabilität weiterhin Priorität. Langfristig schlägt die Leitstudie Strom eine kalendertägliche Beschaffung mit einstündigen Produktlaufzeiten vor (Connect et al. 2015).

**Tabelle 2: Bestehende Ausschreibungsbedingungen an den Regelleistungsmärkten**

	Häufigkeit der Ausschreibung	Produktlaufzeit	Mindestangebotsgröße	Pooling
MR	werktätlich	4 Stunden	5 MW	ja
SRR	wöchentlich	HT (Mo. – Fr.: 8 – 20 Uhr), NT (Mo. – Fr.: 20 – 8 Uhr; Sa. – So., Feiertage: 0 – 24 Uhr)	5 MW	ja
PRR	wöchentlich	1 Woche	1 MW	ja

Quelle: Connect (2015b)

- **Die BNetzA berücksichtigt insbesondere folgende Aspekte:**
  - **Die Produktlaufzeiten bei der Sekundärregelleistung verkürzen.** Bislang können Anbieter Gebote entweder für ein Hochzeitlastfenster (HT) arbeitstäglich von 8:00 bis 20:00 Uhr abgeben. Alternative Zeitscheiben im Niedriglastbereich decken die Zeiten von 0:00 bis 8:00 Uhr und von 20:00 bis 24:00 Uhr ab. Auch Wochenenden und Feiertage gelten bislang ganztägig als Niedriglastzeiten (siehe Tabelle 2). Gerade über Feiertagswochenenden können dadurch sehr lange Zeitscheiben entstehen. In Betracht kommt eine Verkürzung beispielsweise auf Vierstunden- oder stündliche Produkte. Tabelle 2 zeigt die bestehenden Ausschreibungsbedingungen.
  - **Sekundärregelleistung und Minutenreserve kalendertäglich ausschreiben.** Übertragungsnetzbetreiber unterscheiden zwischen drei Arten von Regelleistung: Primärregelleistung muss innerhalb von 30 Sekunden nach Anforderung vollständig zur Verfügung stehen, Sekundärregelleistung innerhalb von fünf Minuten und Minutenreserve (Tertiärregelleistung) innerhalb von einer Viertelstunde. Bislang können Anbieter Gebote für die Sekundärregelleistung nur wöchentlich abgeben. Die Übertragungsnetzbetreiber beschaffen die Minutenreserve arbeitstäglich (siehe Tabelle 2). An Wochenenden und Feiertagen erfolgt die Ausschreibung somit bislang nicht täglich. Kürzere Vorlaufzeiten könnten den Wettbewerb auf den Regelleistungsmärkten stärken.
  - **Anbietern von Sekundärregelleistung ermöglichen, ihren Leistungszuschlag weiterzuverkaufen.** Eine Alternative zu kürzeren Vorlaufzeiten ist ein Sekundärmarkt für die Sekundärregelleistung. Dieser könnte dezentral oder zentral ausgestaltet sein. Marktakteure könnten dann ihre Leistungszuschläge dezentral und bilateral weiterverkaufen oder die Übertragungsnetzbetreiber könnten eine zentrale Day-Ahead-Auktion für den freiwilligen Wiederverkauf der Leistungszuschläge durchführen.
  - **Mehr Anbietern die Bereitstellung von Regelarbeit ermöglichen.** Bislang können Netzbetreiber kurzfristig benötigte Regelenergie nur von jenen Kapazitäten abrufen, denen sie per Ausschreibung zuvor die Berechtigung erteilt haben (Leistungszuschlag). Diese Regel könnte durch einen Regelarbeitsmarkt gelockert werden. Dies schlägt auch der europäische Netzkodex zu Regelleistung vor.
- **Den Zeitpunkt der Gebotsabgabe für die Sekundärregelleistung verschieben.** Sowohl bei kürzeren Ausschreibungszeiträumen als auch beim Sekundärmarkt könnte die Sekundärregelleistung zukünftig vor der Minutenreserve und vor der Day-Ahead-Auktion der Spotmärkte ausgeschrieben werden.
- **Die Produktlänge der Minutenreserve verkürzen.** Die Minutenreserve wird bislang in vierstündigen Zeitscheiben ausgeschrieben. Kürzere, beispielsweise stündliche Zeitscheiben, wären denkbar. Diese könnten um die Möglichkeit von Blockgeboten erweitert werden.
- **Regelarbeitspreise der Minutenreserve und der Sekundärregelleistung mit Einheitspreisverfahren bestimmen.** Eingesetzte Regelarbeit ist derzeit gemäß § 8 Abs. 1 Satz 2 der Stromnetzzugangsverordnung zum angebotenen Preis zu vergüten (Gebotspreisverfahren). Marktakteure berücksichtigen bei ihren Geboten die potenzielle Vergütung und die erwartete, preisabhängige Abrufwahrscheinlichkeit. Bei einem Einheitspreisverfahren hingegen geben die Marktteilnehmer Gebote in Höhe ihrer Grenzkosten ab und erhalten einen Preis in Höhe der Grenzkosten der letzten eingesetzten Einheit. Durch ein Einheitspreisverfahren könnten sich einfachere Gebote und damit effizientere Marktergebnisse einstellen.
- **Die Kompetenz der BNetzA soll ausgeweitet werden.** Das BMWi passt § 8 Abs. 1 Satz 2 der Stromnetzzugangsverordnung an, um die Voraussetzung für den Abschluss des angekündigten Festlegungsverfahrens zu schaffen. Dadurch erhält die BNetzA die Möglichkeit, zukünftig Regelarbeits- und Regelleistungspreise in einem Einheitspreisverfahren statt über das Gebotspreisverfahren zu bestimmen.

## Maßnahme 7: Zielmodell für staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte entwickeln

Staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte überlagern die Wirkung des Großhandelspreises. Im Strommarkt 2.0 sollen Marktakteure jedoch flexibel auf Preissignale reagieren können. Die staatlich veranlassten Preisbestandteile und Netzentgelte werden daher schrittweise an die Erfordernisse der Energiewende angepasst: Das BMWi entwickelt ein Zielmodell, welches bei zukünftigen Anpassungen Orientierung bietet und Konsistenz gewährleistet.

### Begründung

**Staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte überlagern die Wirkung des Großhandelspreises.** Der Strompreis für Endkunden enthält neben dem Großhandelspreis verschiedene staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte. Zu den Preisbestandteilen zählen insbesondere EEG- und KWKG-Umlage sowie Stromsteuer und Konzessionsabgabe. Bei Haushaltskunden zum Beispiel entfällt weniger als ein Viertel des gesamten Strompreises auf die Kosten der Stromerzeugung. Diese Preisbestandteile überlagern derzeit die Wirkung des Großhandelspreises. Sie schwächen damit die Preissignale der Strommärkte ab. Für viele Akteure lohnt es sich nicht oder kaum, das Nachfrageverhalten an die Marktpreise anzupassen. Dies kann die Gesamtkosten des Systems unnötig erhöhen (siehe Grünbuch des BMWi, Kapitel 4.3).

**Im Strommarkt 2.0 sollen die Marktakteure flexibel auf Preissignale reagieren können.** Die Großhandelspreise signalisieren, ob Strom im Gesamtsystem zu einem Zeitpunkt knapp oder reichlich vorhanden ist. Sie sind das zentrale Steuerungssignal für das Gesamtsystem (siehe Kapitel 3).

### Eckpunkte

**Die staatlich veranlassten Preisbestandteile und Netzentgelte werden schrittweise an die Erfordernisse der Energiewende angepasst:**

- **Das BMWi entwickelt ein Zielmodell.** Das Zielmodell gibt konsistente Antworten auf die unten dargestellten Herausforderungen und bietet den Marktakteuren Orientierung bei zukünftigen Reformschritten. Damit macht es die Entwicklung vorhersehbar. Das BMWi erarbeitet das Zielmodell gemeinsam mit den relevanten Akteuren. Ziel ist, die Kosteneffizienz des Gesamtsystems zu gewährleisten und für wettbewerbsfähige Strompreise zu sorgen. Dabei müssen Flexibilitätsoptionen sowohl auf der Angebots- als auch auf der Nachfrageseite einbezogen werden.
- **Das Zielmodell gibt konsistente Antworten auf zwei Herausforderungen:**
  1. **Kosten der Energieversorgung begrenzen und Versorgungssicherheit stärken** – und dabei die Ziele der Energiewende erreichen: Staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte sollen in ihrer Struktur und Höhe so angepasst werden, dass Akteure ihr Verhalten möglichst unverzerrt am zentralen Steuerungssignal des Großhandelspreises ausrichten. Dies umfasst insbesondere folgende Bereiche:
    - **Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen:** Der künftige Strommarkt benötigt Flexibilität. Nur in einem fairen und durch Preisbestandteile und Netzentgelte möglichst unverzerrten Wettbewerb zwischen allen Flexibilitätsoptionen setzen sich die kosteneffizienten Flexibilitätsoptionen durch (siehe Kapitel 1.1 und 3.2).
    - **Systemdienlicher Betrieb von Eigenerzeugungsanlagen:** Staatlich veranlasste Preisbestandteile und Netzentgelte sehen Ausnahmen für den Eigenverbrauch vor. Diese Ausnahmen unterstützen die Wettbewerbsfähigkeit systemdienlicher dezentraler Anlagen, können aber auch Strompreissignale verzerren. Eine stärkere Ausrichtung von Eigenerzeugungsanlagen auf Strompreissignale kann helfen, die Brennstoffkosten weiter zu senken, Emissionen zu reduzieren und zusätzliche Flexibilitäten zu erschließen. Dabei wird sichergestellt, dass die Wettbewerbsfähigkeit stromintensiver Eigenerzeuger unbeeinträchtigt bleibt. Auch bleiben die bestehenden Begünstigungen erhalten. Die Eigenerzeugungsanlagen werden dann noch effizienter im Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen eingesetzt.

- **Effiziente Kopplung des Stromsektors mit dem Wärme- und Verkehrssektor:** Die zunehmende Nutzung von Strom im Wärme- und Verkehrssektor sowie in der Industrie ist ein wichtiger Baustein der Energiewende (siehe Kapitel 6, Handlungsfeld 4). Entgelte und Abgaben sollen eine effiziente Kopplung der Sektoren ermöglichen. Die Marktakteure entscheiden im Einzelfall, ob sie Strom, Brenn- oder Treibstoffe nutzen. Damit diese Entscheidungen zu einem effizienten Gesamtsystem führen, müssen die Preise für Energieträger die durch sie verursachten volkswirtschaftlichen Kosten reflektieren.
  - **Effiziente Netznutzung und -ausbau:** Netzausbau ist die kostengünstigste Flexibilitätsoption (AG Interaktion 2012). Der Netzausbau wird nicht über den Strommarkt, sondern über Netzentgelte finanziert. Daher muss eine angepasste Netzregulierung das optimale Verhältnis zwischen Nutzung lokaler Flexibilität und Netzausbau herstellen (siehe zum Beispiel Maßnahme 14 „Netzausbaukosten durch Spitzenkappung von Erneuerbare-Energien-Anlagen reduzieren“).
  - **Energieeffizienz:** Die bewährten Anreize für einen effizienten Umgang mit Energie sollen erhalten bleiben und verstärkt werden. Hemmnisse sollten abgebaut werden. Anreize für Effizienz und Flexibilität müssen aufeinander abgestimmt werden (siehe Handlungsfeld 5).
- 2. Faire und transparente Lastenverteilung.** Die verschiedenen Verbrauchergruppen sollen angemessen zu der erforderlichen Finanzierung beitragen, ohne dabei die bestehenden Begünstigungen zu verlieren. Dabei besteht ein Spannungsverhältnis zwischen zum Erhalt der internationalen Wettbewerbsfähigkeit notwendigen Begünstigungen einerseits und einer möglichst breiten Bezugsbasis, um die Kosten für nicht-begünstigte Verbraucher zu begrenzen, andererseits. Ausschlaggebend ist die gesamtwirtschaftliche Betrachtung. Relevant ist auch eine transparente Zurechnung der Kosten, etwa im Netzbereich (siehe dazu Maßnahme 9).
- **Das BMWi entwickelt das Zielmodell gemeinsam mit den betroffenen Akteuren.** Diskussionen finden unter anderem in der Plattform Strommarkt statt. Bei der Entwicklung berücksichtigt das BMWi sowohl Netz- als auch Marktbelange (siehe Handlungsfeld 6).

### Maßnahme 8: Besondere Netzentgelte für mehr Lastflexibilität öffnen

Flexible Großverbraucher können das Netz entlasten und auf dem Strommarkt ihre Flexibilität anbieten. Derzeit schränken die Regelungen zu besonderen Netzentgelten dieses Flexibilitätspotenzial ein. Um netz- und marktdienliche Flexibilität verstärkt zuzulassen, werden daher die Vorschriften zu den besonderen Netzentgelten überarbeitet. Zum Beispiel können Großverbraucher künftig Regelleistung bereitstellen.

#### Begründung

**Flexible Großverbraucher können das Netz entlasten und auf dem Strommarkt ihre Flexibilität anbieten.** Je höher der Anteil an Wind- und Sonnenstrom, desto wichtiger wird eine flexible Reaktion von Verbrauchern auf die Marktpreissignale (siehe Kapitel 3 und Handlungsfeld 4). Damit geeignete Großverbraucher ihr Flexibilitätspotenzial nutzen, sollten sie die Preissignale des Strommarktes möglichst unverfälscht in ihre Entscheidungen einbeziehen können.

**Derzeit schränken die Regelungen zu besonderen Netzentgelten dieses Flexibilitätspotenzial ein.** Großverbraucher erhalten reduzierte Netzentgelte als Gegenleistung für systemdienliches Verhalten. Allerdings setzen die besonderen Netzentgelte für „stromintensive Letztverbraucher“ teilweise zu starke Anreize für ein gleichmäßiges Abnahmeverhalten: Flexible Großverbraucher können nach geltender Rechtslage ihre Netzentgeltreduzierung verlieren, wenn sie ihren Verbrauch erhöhen oder reduzieren. Zusätzlich legen Netzbetreiber die Hochlastzeitfenster für die besonderen Netzentgelte mit „atypischer Netznutzung“ für ein Kalenderjahr im Voraus fest. Hochlastzeitfenster beschreiben Zeiträume, in denen viele Verbraucher in einem Netzgebiet gleichzeitig einen hohen Stromverbrauch aufweisen. In Hochlastzeitfenstern kann eine Verbrauchserhöhung zu einem (anteiligen) Verlust der Netzentgeltreduktion führen. Der zunehmende Ausbau an Wind- und Sonnenstrom macht eine Anpassung in kürzeren Zeitabständen notwendig, damit Erzeugern und Verbrauchern kurzfristiger ein flexibles Verhalten ermöglicht wird.



## Eckpunkte

### Die Anpassung der Stromnetzentgeltverordnung (§ 19 Abs. 2) öffnet die besonderen Netzentgelte für mehr Lastflexibilität:

- **Netzbetreiber können Hochlastzeitfenster kurzfristiger festlegen.** Zum Beispiel wäre eine Verkürzung auf wöchentliche und perspektivisch auf vortägige Zeitfenster denkbar. Verbraucher können ihr Verhalten dann genauer an die jeweils aktuelle Netzsituation anpassen. Sie können so zu einem stabilen Netzbetrieb sowie zu einer Marktentlastung beitragen. Zudem können Speicher von dieser Änderung profitieren.
- **Großverbrauchern wird die Teilnahme an den Regelleistungsmärkten ermöglicht.** Flexibles Verbraucherverhalten durch Bereitstellung von Regelleistung soll zukünftig nicht mehr zu einem Verlust des besonderen Netzentgeltes führen. Dadurch können Großverbraucher an den Regelleistungsmärkten teilnehmen. Dies kann sich positiv auf den Wettbewerb auswirken.
- **Verbrauchsreduktionen von Großverbrauchern zu Hochpreiszeiten werden vermehrt ermöglicht.** Verbrauchsreduktionen zu Hochpreiszeiten sollen zukünftig nicht mehr zu einem Verlust des besonderen Netzentgeltes führen: Großverbraucher, die bei Strompreisen oberhalb einer angemessenen Schwelle ihre Last reduzieren und damit marktdienlich die Nachfrage senken, sollen weiterhin die Voraussetzung für die besonderen Netzentgelte erfüllen können.
- **Verbrauchserhöhungen für Großverbraucher in Zeiten negativer Preise werden vermehrt zugelassen.** Verbrauchserhöhungen zu Zeiten niedriger Preise sollen zukünftig – wenn möglich – nicht mehr zu einem Verlust des besonderen Netzentgeltes führen: Großverbraucher können dann bei negativen Strompreisen marktdienlich die Nachfrage erhöhen. Die netztechnische Wirkung und rechtliche Umsetzung werden geprüft.

## Maßnahme 9: Netzentgeltsystematik weiterentwickeln

Im Strommarkt 2.0 sollen die Kosten nicht nur gesenkt, sondern auch transparent und gerecht verteilt werden. Deutschlandweit divergiert die Höhe der Netzentgelte erheblich je nach Region. Eine stärkere Angleichung wäre sachgerecht. Allerdings sollen die ökonomischen Anreize zu einem kosteneffizienten Netzbetrieb in den Regionen erhalten bleiben. In einem ersten Schritt soll daher ein einheitliches Entgelt für die Nutzung der Übertragungsnetze die Netzentgeltniveaus angleichen. In einem späteren Schritt sollen die vermiedenen Netzentgelte – das heißt Entgelte, die bisher dezentralen Einspeisern ausbezahlt oder dem EEG-Konto gutgeschrieben werden – für Neuanlagen abgeschafft werden.

### Begründung

**Die Höhe der Netzentgelte in Deutschland divergiert erheblich je nach Region.** Die Netzkosten, die in einem Netzgebiet anfallen, tragen derzeit grundsätzlich die Endverbraucher in dem jeweiligen Netzgebiet. Dabei summieren sich die Netzentgelte der einzelnen Netzebenen auf.

**Bei der Finanzierung von Netzinfrastrukturen soll eine faire Lastenverteilung sichergestellt werden.** Auf der Übertragungsnetzebene ist eine bundesweite Verteilung der Kosten sachgerecht. Bereits heute werden einige Kosten des Übertragungsnetzes zwischen den vier Übertragungsnetzbetreibern verteilt, zum Beispiel die Kosten für die Offshore-Netzanbindung. Diese Kostenverteilung soll in Zukunft für das gesamte Übertragungsnetz gelten. Ein weiterer Treiber für regional unterschiedliche Netzentgelte sind die so genannten vermiedenen Netzentgelte. Diese werden bei KWK-Anlagen und konventionellen Anlagen an die dezentralen Einspeiser gezahlt. Bei EEG-Anlagen fließen sie in das EEG-Konto. Hintergrund dieser Regelung war bei ihrer Einführung die Annahme, dass die dezentrale Einspeisung auf nachgelagerten Ebenen die Inanspruchnahme vorgelagerter Netzebenen verringert und damit Infrastrukturkosten vermeidet. Diese Annahme ist heute nicht mehr zutreffend. Wesentlicher Treiber für den erforderlichen Ausbau der Netze ist der vermehrte Anschluss dezentraler Erzeugungsanlagen.

## Eckpunkte

**Regionale Unterschiede bei den Netzentgelten werden verringert:**

- **Die Entgelte des Übertragungsnetzes werden bundesweit verteilt.** Regionale Unterschiede bei den Netzentgelten werden dadurch nicht aufgehoben, aber reduziert.
- **Die vermiedenen Netzentgelte sollen für Anlagen, die ab 2021 in Betrieb gehen, abgeschafft werden.** Bestehende Anlagen und Anlagen, die bis einschließlich 2020 in Betrieb gehen, erhalten Bestandsschutz. Dies gilt für erneuerbare und konventionelle Anlagen einschließlich KWK-Anlagen gleichermaßen. Die Anreize für einen kosteneffizienten Netzausbau in den Regionen bleiben erhalten.

## Maßnahme 10: Regeln für die Aggregation flexibler Stromverbraucher klären

Bisher dominieren Großverbraucher den Markt für Lastmanagement. Die Aggregation – das heißt die Bündelung – von mittelgroßen und kleinen flexiblen Stromverbrauchern kann bisher ungenutzte Potenziale effizient heben. Es gibt noch keine spezifischen Regeln von Rechten und Pflichten der Aggregatoren im Strommarkt 2.0. Daher werden die Regeln für die Aggregation flexibler Stromverbraucher geklärt. Im ersten Schritt wird der Zugang der Aggregatoren zu den Regelenergiemärkten vereinfacht.

## Begründung

**Die Aggregation – das heißt die Bündelung – von flexiblen Stromverbrauchern kann bisher ungenutzte Potenziale effizient heben.** Der Erschließung von Flexibilitäts Potenzialen kommt im Strommarkt 2.0 eine besondere Bedeutung zu (siehe Kapitel 3). Neben klassischen Stromlieferanten haben spezialisierte Anbieter – so genannte Aggregatoren – eine dreifache Funktion bei der Flexibilisierung der Nachfrage: Sie identifizieren und bewerten flexible Verbraucher, stellen die notwendige technische Anbindung dieser Verbraucher sicher und bringen die Flexibilität in den Markt. Dabei können sie zunehmend auch neue, flexible Verbraucher aus dem Wärme- und Verkehrssektor einbinden (siehe auch Handlungsfeld 4).

**Es gibt noch keine spezifischen Regeln zu Rechten und Pflichten der Aggregatoren im Strommarkt 2.0.** Bisher dominieren Großverbraucher den Markt für Lastmanagement. Aggregatoren können Potenziale der Flexibilisierung mittelgroßer und kleiner Stromverbraucher erschließen, sofern sie unmittelbaren Zugang zu den Strommärkten haben. Wichtig sind dabei klare Regeln für das Zusammenspiel zwischen Aggregatoren, Bilanzkreisverantwortlichen und Stromlieferanten.

## Eckpunkte

**Die Regeln bei der Aggregation von flexiblen Stromverbrauchern werden geklärt:**

- **Die Rechte und Pflichten von Aggregatoren in den Strommärkten werden evaluiert.** Hierfür treten BMWi und BNetzA in Dialog mit den betroffenen Akteuren. Auf dieser Grundlage klären sie die Regeln für die Aggregation von flexiblen Stromverbrauchern.
- **Im ersten Schritt soll der Zugang für Aggregatoren zu den Regelenergiemärkten vereinfacht werden.** Für die Minutenreserve haben Aggregatoren bereits heute einen Anspruch auf Zugang zu den Bilanzkreisen („Öffnungspflicht“ der Bilanzkreisverantwortlichen). Zukünftig soll diese Öffnungspflicht auch für die Sekundärregelenergie gelten. Hierfür soll die Stromnetzzugangsverordnung in § 26 Abs. 3 angepasst werden, um die Öffnung der Bilanzkreise auch für die Sekundärregelenergie vorzusehen. Das BMWi und die BNetzA prüfen, ob und inwieweit eine effiziente Umsetzung der Öffnung der Bilanzkreise weitere Regelungen erfordert.

## Maßnahme 11: Verbreitung der Elektromobilität unterstützen

Elektromobilität ist ein Schlüssel für nachhaltige Mobilität und kann zukünftig verstärkt Flexibilität im Strommarkt bereitstellen. Die Verbreitung der Elektromobilität erfordert eine bedarfsgerechte Ladeinfrastruktur. Daher sollen die Rahmenbedingungen für Investitionen in den Aufbau von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge verbessert werden. Hierfür wird die energierechtliche Einordnung von Ladepunkten geklärt. Zudem wird sichergestellt, dass jeder Nutzer an jedem öffentlich zugänglichen Ladepunkt „tanken“ und bezahlen kann (diskriminierungsfreier Zugang).

### Begründung

**Elektromobilität ist ein Schlüssel für nachhaltige Mobilität und kann zukünftig verstärkt Flexibilität im Strommarkt bereitstellen.** Elektromobilität kann einen wichtigen Beitrag zur Energiewende leisten. Sie kann auch Flexibilität in der Stromversorgung bereitstellen: Insbesondere wenn viel Wind- und Sonnenstrom im System ist und daher die Preise relativ niedrig oder sogar negativ sind, können Elektrofahrzeuge Strom abhängig von den Preissignalen des Marktes gesteuert laden (siehe Handlungsfeld 4).

**Die Verbreitung der Elektromobilität erfordert eine bedarfsgerechte Ladeinfrastruktur.** Investoren benötigen klare Rahmenbedingungen, um in den Aufbau von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge zu investieren. Gleichzeitig muss der rechtliche Rahmen für die Nutzer von Elektrofahrzeugen einen systemoffenen, diskriminierungsfreien Zugang zur Ladeinfrastruktur gewährleisten. Auch unterschiedlichste Geschäftsmodelle sollen sich entwickeln und Flexibilität in Form von Marktpreissignalen weitergegeben werden können.

### Eckpunkte

**Die Rahmenbedingungen für den Aufbau von Ladepunkten für Elektrofahrzeuge sollen verbessert werden:**

- **Die energiewirtschaftliche Einordnung der Ladeinfrastruktur soll klargestellt werden.** Das Strommarktgesetz ordnet Ladepunkte im Energiewirtschaftsgesetz energierechtlich ein und stellt dadurch die Rechte und Pflichten der Betreiber von Ladepunkten dar. Damit schafft es die notwendige Rechtssicherheit. Das Strommarktgesetz soll damit auch sicherstellen, dass die Betreiber ihre Ladepunkte an das Netz anschließen können, Zugang zum Stromnetz haben und ihren Stromlieferanten frei wählen können.
- **Regelungen zum diskriminierungsfreien Zugang der Nutzer von Elektrofahrzeugen zur Ladeinfrastruktur sollen erlassen werden.** Die europäische Richtlinie 2014/94/EU fordert klare Regelungen für einen diskriminierungsfreien Zugang zu Ladepunkten durch Elektromobilitätsnutzer. Diese Anforderungen setzt eine Verordnung auf Grundlage des § 49 des Energiewirtschaftsgesetzes um. Die Verordnung stellt sicher, dass auf die besonderen Bedürfnisse der unterschiedlichen Marktakteure flexibel und schnell reagiert werden kann.
- **Die Verordnung soll insbesondere folgende Aspekte berücksichtigen:**
  - **Diskriminierungsfreien Zugang gewährleisten:** Die Verordnung setzt die Vorgaben der europäischen Richtlinie 2014/94/EU an einen interoperablen, systemoffenen und damit diskriminierungsfreien Zugang der Nutzer von Elektrofahrzeugen zur Ladeinfrastruktur um.
  - **Bezahlung und Abrechnung an den Ladeeinrichtungen ermöglichen:** Die Verordnung wird die Voraussetzungen für harmonisierte Authentifizierungs- und Abrechnungsverfahren, Direkt-Bezahlsysteme und eine transparente Preisbildung an Ladeeinrichtungen schaffen.
  - **Flexibilitätspotenziale nutzen:** Die Flexibilität der Elektrofahrzeuge soll auch am Strommarkt genutzt werden können. Dafür muss die Möglichkeit bestehen, Marktpreissignale weiterzugeben.

## Maßnahme 12: Vermarktung von Netzersatzanlagen ermöglichen

Netzersatzanlagen sichern die Stromversorgung von Infrastrukturen bei lokalen Ausfällen des öffentlichen Netzes ab. Im Strommarkt 2.0 können Netzersatzanlagen zur Versorgungssicherheit und Kosteneffizienz der Stromversorgung beitragen. Dafür müssen die bestehenden Potenziale systematisch ermittelt und die regulatorischen Hemmnisse beseitigt werden. Das neue Marktstammdatenregister der BNetzA erfasst daher für den Strommarkt relevante Netzersatzanlagen. Zusätzlich wird sichergestellt, dass Neuanlagen am Strommarkt teilnehmen können.

### Begründung

**Im Strommarkt 2.0 können Netzersatzanlagen zur Deckung der Spitzennachfrage am Spotmarkt beitragen.** Netzersatzanlagen sichern die Stromversorgung von Infrastrukturen wie beispielsweise Flughäfen oder Rechenzentren bei lokalen Ausfällen des öffentlichen Netzes ab. Die Anlagen sind beispielsweise Notstromaggregate mit Dieselmotor, die in der Regel nicht in das öffentliche Netz einspeisen. Betreiber von Netzersatzanlagen können zusätzlich zu der Absicherungsfunktion von einer Vermarktung dieser Anlagen profitieren. Denn die Investitionskosten und fixen Betriebskosten bestehender Netzersatzanlagen fallen unabhängig von ihrer Vermarktung an. Einige Betreiber von Netzersatzanlagen sind daher zum Teil bereits heute über virtuelle Kraftwerke an den Regelenenergiemärkten aktiv. Zukünftig könnten Netzersatzanlagen in Spitzenzeiten neben anderen Flexibilitätsoptionen wie Lastmanagement zur Versorgungssicherheit kosteneffizient beitragen. Dafür müssen Netzersatzanlagen die technischen und regulatorischen Voraussetzungen für eine temporäre Teilnahme am Strommarkt erfüllen.

**Die bestehenden Potenziale sollen systematisch ermittelt und die regulatorischen Hemmnisse beseitigt werden.**

Eine systematische Potenzialanalyse kann Betreibern virtueller Kraftwerke einen Überblick über bestehende Netzersatzanlagen und potenzielle Geschäftspartner verschaffen. Die Erfassung liefert zudem Auskunft über die Eigenschaften bestehender Netzersatzanlagen. Damit kann der Regulator fundiert einschätzen, ob technische und regulatorische Hemmnisse für die Vermarktung ihrer Anlagen

bestehen. Auch kann der mögliche Beitrag von Netzersatzanlagen zur Versorgungssicherheit präziser quantifiziert werden.

### Eckpunkte

**Die Vermarktung von Netzersatzanlagen soll vereinfacht werden:**

- **Das neue Marktstammdatenregister der BNetzA erfasst bestehende Netzersatzanlagen systematisch.** Diese Erfassung gibt Auskunft über die Menge und wesentliche Eigenschaften der bestehenden Anlagen – zum Beispiel über die installierte Leistung, den Standort und den Netzanschlusspunkt sowie die Netzebene, in der die Verknüpfung mit dem Netz der allgemeinen Versorgung liegt. Bei der Ausgestaltung des Marktstammdatenregisters werden Bagatellgrenzen festgelegt.
- **Es soll gesetzlich sichergestellt werden, dass Neuanlagen künftig verstärkt am Strommarkt teilnehmen können.** Das Strommarktgesetz definiert die grundlegenden technischen Voraussetzungen, damit Neuanlagen am Strommarkt teilnehmen können, beispielsweise die Voraussetzungen für den Netzparallelbetrieb. Bei der Regelung wird eine Bagatellgrenze eingeführt.

## Maßnahme 13: Smart Meter schrittweise einführen

Im Strommarkt 2.0 flexibilisieren sich Erzeuger und Nachfrager über die Marktpreissignale. Diese Flexibilisierung erfordert eine zuverlässige Mess- und Steuerungsinfrastruktur. Das Verordnungspaket „Intelligente Netze“ stellt daher wesentliche Weichen für den zuverlässigen und wirtschaftlichen Einsatz von Smart Metern. Das BMWi legt dieses Paket im Sommer 2015 vor.

### Begründung

**Im Strommarkt 2.0 flexibilisieren sich Erzeuger und Nachfrager über die Marktpreissignale.** Dabei setzen sich die kostengünstigsten Lösungen in einem technologieoffenen Wettbewerb der Flexibilitätsoptionen durch (siehe Kapitel 3.2). Wir bewegen uns von einem Stromsystem, in

dem regelbare Kraftwerke der Stromnachfrage folgen, zu einem Stromsystem, in dem flexible Erzeuger, flexible Verbraucher und Speicher auf das fluktuierende Stromangebot aus Wind und Sonne reagieren.

**Diese Flexibilisierung erfordert eine zuverlässige Mess- und Steuerungsinfrastruktur.** Alle Kapazitäten müssen sicher und standardisiert Daten austauschen können. Nur so sind sie steuerbar und abrechenbar. Daher sind Smart Meter wichtig: Sie informieren Marktakteure zeitnah über die Entwicklung von Verbrauch und Erzeugung und geben Preissignale an Verbraucher weiter. Damit ersetzen sie reine Prognosen auf Basis von Schätzungen, Vorjahreswerten und unpräzisen Standardlastprofilen und schaffen eine Grundvoraussetzung für die Flexibilisierung der Nachfrage. Für Unternehmen der Energiewirtschaft, Kleinerzeuger, Gewerbebetriebe und große Privatverbraucher ergeben sich durch Smart Meter neue Geschäftsmodelle und Marktchancen (BMWi 2014a). Smart Meter setzen die moderne Industriegesellschaft („Industrie 4.0“) schrittweise im Stromsektor um.

## Eckpunkte

**Smart Meter werden schrittweise und mit hohen Standards für Datenschutz eingeführt:**

- **Das BMWi hat im Februar 2015 Eckpunkte für ein Verordnungspaket „Intelligente Netze“ vorgelegt.** Die Kosten-Nutzen-Analysen des BMWi haben ergeben, dass intelligente Messsysteme wesentlich zur Energiewende beitragen können. Voraussetzung ist, dass der Rechtsrahmen einen an Kosten und Nutzen orientierten Rollout mit einer standardisierten und vielseitig einsetzbaren Technik sicherstellt. Die Eckpunkte sind auf der BMWi-Webseite abrufbar (BMWi 2015a).
- **Das Verordnungspaket „Intelligente Netze“ wird im Sommer 2015 vorgelegt:**
  - Eine Messsystemverordnung enthält als technische Grundlagenverordnung die Vorgaben (so genannte Schutzprofile und Technische Richtlinien) zur Gewährleistung von Datenschutz, Datensicherheit und Interoperabilität.
  - Eine Datenkommunikationsverordnung regelt, „wer welche Daten, wie oft, von wem, zu welchem Zweck“ bekommen darf/soll.
  - Eine „Rollout“-Verordnung regelt alle Fragen des Rollouts („Wer ist wann zum Einbau verpflichtet?“) und der Finanzierung.

- **Das Bundesamt für Sicherheit in der Informationstechnik (BSI) entwickelt die Schutzprofile und Technischen Richtlinien modular weiter.** Mit den Vorgaben zu Schutzprofilen und Technischen Richtlinien des BSI wird ein hoher Standard für das Smart Meter Gateway – das heißt die Kommunikationseinheit des intelligenten Messsystems – festgeschrieben. Dies schafft die erforderliche Datensicherheit und das notwendige Vertrauen in die intelligente Technologie. Das BMWi fasst die Arbeitsplanungen für erforderliche technische Weiterentwicklungen in einer Roadmap „Schutzprofilösungen für das intelligente Energienetz“ zusammen.
- **Ein Pilotprogramm unterstützt die Entwicklung von Einsparzählern.** Das „Pilotprogramm Einsparzähler“ wurde im Rahmen des Nationalen Aktionsplans für Energieeffizienz beschlossen und startet noch 2015. Bei Einsparzählern erfasst eine Kombination aus Hardware und Software den Energieverbrauch eines bestimmten Gerätes, beispielsweise eines Haushaltsgerätes oder einer Anlage im gewerblichen Bereich. Wird ein Altgerät durch ein neues Gerät ersetzt oder dessen Betrieb durch eine Wartungsmaßnahme energiesparend optimiert, kann der Zähler den Energieverbrauch erfassen. Auch kann er den neuen mit dem vorherigen Verbrauch vergleichen und die Stromeinsparung anzeigen – sowohl in kWh als auch in Euro. Energiesparzähler zeigen dem Nutzer auch, wofür er am meisten Energie aufwendet und welche Energieeffizienz- und Flexibilitätsmaßnahmen für ihn sinnvoll sind.

## Maßnahme 14: Netzausbaubedarf durch „Spitzenkappung“ von Erneuerbare-Energien-Anlagen reduzieren

Es ist wirtschaftlich sinnvoll, dass die Übertragungsnetzbetreiber die Netze nicht für die „letzte Kilowattstunde“ ausbauen. Selten auftretende Leistungsspitzen müssen nicht transportiert werden. Die Abregelung von Windkraft- und Solaranlagen – oft auch „Spitzenkappung“ genannt – kann den Netzausbaubedarf erheblich verringern. Übertragungsnetzbetreiber erhalten daher die Vorgabe zur „Spitzenkappung“: Bei der Netzplanung ist die jährliche Stromerzeugung je angeschlossener Onshore-Windenergieanlage und Photovoltaikanlage um bis zu drei Prozent zu reduzieren.

## Begründung

Es ist wirtschaftlich sinnvoll, dass die Übertragungsnetzbetreiber die Netze nicht für die „letzte Kilowattstunde“ ausbauen. Wenn Übertragungsnetzbetreiber bei ihrer Planung eine Abregelung von drei Prozent der jährlichen Einspeisung von Windenergie- und Photovoltaikanlagen einplanen, reduziert sich der Netzausbaubedarf erheblich. Ziel ist ein bedarfsgerechter und volkswirtschaftlich sinnvoll dimensionierter Netzausbau. Diese Vorgabe enthält bereits der von der Bundesnetzagentur genehmigte Szenariorahmen für den Netzentwicklungsplan 2025.

## Eckpunkte

Die „Spitzenkappung“ von Erneuerbare-Energien-Anlagen soll als gesetzliche Vorgabe für Übertragungsnetzbetreiber eingeführt werden:

- **Hierfür passt das BMWi das Energiewirtschaftsgesetz und das Erneuerbare-Energien-Gesetz an.** Die Abregelung betrifft die direkt an das jeweilige Netz angeschlossenen Onshore-Windenergie- und Photovoltaikanlagen. Alt- und Neuanlagen werden dabei gleich behandelt. Die Planer sollen maximal eine um drei Prozent reduzierte Stromerzeugung je Anlage simulieren. Diese Regelung gilt nur für die Übertragungsnetzebene. Auf der Verteilernetzebene erhält der Netzbetreiber die Möglichkeit, die Spitzenkappung seiner Netzplanung zu berücksichtigen.
- **Die Netzbetreiber sollen die einzelnen Anlagen weiterhin flexibel abregeln können.** Im operativen Betrieb führen die Netzbetreiber die Maßnahmen zum Einspeisemanagement nach der üblichen Rangfolge durch. Die gesetzlichen Vorgaben und Leitfäden verändern sich nicht. Der Einspeisevorrang von Erneuerbaren- und KWK-Strom bleibt unangetastet. Netzbetreiber sollen weiterhin zunächst die Anlagen abregeln, die den größten Einfluss auf den Netzenspass haben. Damit halten sie die abgeregelten Energiemengen so gering wie möglich.
- **Redispatch- und Entschädigungsregelungen bleiben erhalten.** Die Verteilernetzstudie des BMWi hat gezeigt, dass die Spitzenkappung unter Beibehaltung der aktuellen Redispatch- und Entschädigungsregelungen der volkswirtschaftlich effizienteste Weg zur Reduzierung des Netzausbaus ist (BMWi 2014a). Derzeit stellen Redispatch- und Entschädigungsregelungen die konventionellen und erneuerbaren Anlagen nahezu so, als ob keine Abregelung stattgefunden hätte. Wird auf eine derartige Entschädigung verzichtet, ist die Gefahr groß, dass die Netzbetreiber aufgrund steigender Risiken von der Spitzenkappung keinen Gebrauch machen. Denn es ist zu erwarten, dass die betroffenen Anlagenbetreiber jede Anforderung zur (entschädigungsfreien) Abregelung in Frage stellen würden. Die Netzbetreiber müssten dann darlegen, in welcher Einzelreihenfolge abgeregelt wurde, und beweisen, dass die Anlagen, die sie ohne Entschädigung abgeregelt haben, dadurch nicht diskriminiert wurden. Anderenfalls müssten sie Schadensersatz an die diskriminierten Anlagen zahlen. Eine schnelle und flexible Reaktion auf die Netzenspässe wäre dadurch erschwert. Ohne Entschädigung müsste zudem das Risiko einer Abregelung bei allen Anlagen eingepreist werden, obwohl nur einzelne Anlagen tatsächlich abgeregelt würden. Dies würde die gesamten Finanzierungs- und Förderkosten für Windenergie- und Photovoltaikanlagen erhöhen.

## Maßnahme 15: Mindesterzeugung evaluieren

Derzeit ist eine bestimmte Mindesterzeugung thermischer Kraftwerke für die Systemstabilität notwendig; sie kann aber die Integration erneuerbarer Energien erschweren und damit volkswirtschaftliche Ineffizienzen erzeugen. Es ist daher wichtig, die Einflussfaktoren für die Mindesterzeugung und ihre Entwicklung regelmäßig zu evaluieren und transparent zu machen. Daher evaluiert die BNetzA die Mindesterzeugung in einem Bericht. Dieser Bericht erscheint alle zwei Jahre.

### Begründung

Derzeit ist eine bestimmte Mindestenergieerzeugung für die Systemstabilität notwendig, sie kann aber erneuerbare Energien verdrängen und damit volkswirtschaftliche Ineffizienzen erzeugen. Zur Wahrung der Systemstabilität sind Systemdienstleistungen wie die Frequenzhaltung, Spannungshaltung und Redispatchfähigkeit erforderlich. Diese Systemdienstleistungen werden derzeit überwiegend durch konventionelle Kraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke bereitgestellt. Daraus resultiert die so genannte Mindestenergieerzeugung. Auch die Bereitstellung von Wärme kann zu einer Mindestenergieerzeugung führen. Dies ist der Fall, wenn KWK-Anlagen für die Bereitstellung von Wärme nötig sind, diese aber gleichzeitig Strom unabhängig vom Marktpreis einspeisen oder nicht für den Redispatch in ihrer Einspeiseleistung reduziert werden dürfen (siehe Grünbuch, Kapitel 2.3).

Es ist daher wichtig, die Einflussfaktoren für die Mindestenergieerzeugung und ihre Entwicklung regelmäßig zu evaluieren und transparent zu machen. Auf dieser Basis kann geprüft werden, wie gegebenenfalls auch bei einer niedrigeren Mindestenergieerzeugung die Systemstabilität gewährleistet werden kann.

### Eckpunkte

Die Mindestenergieerzeugung wird kontinuierlich evaluiert:

- Die BNetzA evaluiert die Mindestenergieerzeugung durch thermische Kraftwerke in einem Bericht. Der Bericht wird alle zwei Jahre veröffentlicht, erstmals zum 31. März 2017.
- Der Bericht ermittelt für die letzten Jahre die Faktoren, welche die Mindestenergieerzeugung maßgeblich beeinflusst haben, und stellt sie verständlich dar. Dazu gehören etwa Regelleistung, Blindleistung, Kurzschlussleistung, Redispatchfähigkeit oder Wärmebereitstellung. Dabei sollen exemplarisch relevante Netzsituationen – insbesondere solche, die mit Blick auf die Integration erneuerbarer Energien kritisch sind – auf Basis der verfügbaren Informationen ausgewertet werden.

- Eine wichtige Grundlage für die Analysen sind die Informationen zur Mindestenergieerzeugung, welche die Übertragungsnetzbetreiber im Rahmen des Energieinformationsnetzes von Kraftwerksbetreibern erhalten. Auf dieser Basis sollen die Analysen die kritischsten Stunden für die Integration der erneuerbaren Energien identifizieren – beispielsweise Stunden mit geringster Residuallast. Für diese Stunden werden der Grund für die angegebene Mindestenergieerzeugung sowie der Brennstoff der Anlagen ermittelt.
- Der Bericht betrachtet zudem die zukünftige Entwicklung der Mindestenergieerzeugung. Er leitet Empfehlungen ab, wie die Erbringung von Systemdienstleistungen sinnvoll und effizient im Rahmen der laufenden Prozesse weiterentwickelt und transparent gemacht werden kann.

### Maßnahme 16: Kraft-Wärme-Kopplung in den Strommarkt integrieren

Auch in Zukunft wird die effiziente und klimafreundliche Kraft-Wärme-Kopplung eine wichtige Rolle im Rahmen der Energiewende spielen. Allerdings muss die künftige Förderung der KWK so ausgestaltet werden, dass sie mit den anderen Zielen der Energiewende kompatibel ist. So macht es bei einem stetig steigenden Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien keinen Sinn, das Ausbauziel von 25 Prozent bis 2020 auf die gesamte Stromerzeugung zu beziehen.

### Begründung

Flexible und effiziente KWK spart den Einsatz von Primärenergie als Brennstoff, reduziert damit CO<sub>2</sub>-Emissionen und kann auf die Stromeinspeisung aus Wind- und Sonnenstrom reagieren. Das KWKG zählt zu den Instrumenten, die im Strommarkt 2.0 Nachhaltigkeit ermöglichen (siehe Kapitel 3.3).

Aktuell droht einem Teil der bestehenden KWK-Anlagen wegen der gesunkenen Strompreise die Stilllegung. Der Verlust von hocheffizienter gekoppelter Erzeugung von Strom und Wärme würde zu einem höheren CO<sub>2</sub>-Ausstoß und Primärenergieverbrauch führen. Eine befristete Förderung von KWK-Anlagen, die von der Stilllegung bedroht

sind, soll daher als „Brücke“ dienen, bis die geplanten Maßnahmen zur Verbesserung des Strommarktes greifen. Gleichzeitig können wir durch die Umstellung bestehender kohlegefeuerter Anlagen auf gasgefeuerte Anlagen den CO<sub>2</sub>-Ausstoß weiter verringern.

### Eckpunkte

Das KWK-Gesetz wird anhand folgender Eckpunkte novelliert:

- **Das künftige Ausbauziel für KWK wird als ein Anteil von 25 Prozent an der thermischen Stromerzeugung festgelegt und nicht wie bisher an der gesamten Stromerzeugung.**
- **Die Stromerzeugung aus KWK soll stärker auf das Preissignal reagieren und somit flexibler werden.** Damit dies möglich wird, sind größere Wärmespeicher erforderlich, um bei flexibler Stromerzeugung den gleichbleibenden Wärmebedarf decken zu können. Um dies zu erreichen, wird bei gleichbleibenden Fördersätzen das förderfähige Investitionsvolumen in Wärmenetze und Wärmespeicher erhöht.
- **Hocheffiziente mit Gas gefeuerte KWK-Anlagen der öffentlichen Versorgung, die in ihrer Existenz gefährdet sind, werden für einen begrenzten Zeitraum gefördert, um ihren Bestand zu sichern.** Andernfalls würde die wieder getrennte Erzeugung von Strom und Wärme zu einer sinkenden Energieeffizienz und höheren Emissionen von CO<sub>2</sub> führen. Dies ist eine Übergangsmaßnahme bis der Abbau von Überkapazitäten am Strommarkt dort zu einer Normalisierung führt und ein reformierter Emissionshandel wieder ökonomisch wirksame Anreize für die Minderung von CO<sub>2</sub> setzt.
- **Bei bestehenden KWK-Anlagen wird mit einer Umstellung von kohlegefeuerten zu gasgefeuerten Anlagen eine erhebliche Minderung von CO<sub>2</sub> erreicht.** Dazu werden wir im Rahmen der KWK-Förderung 500 Millionen Euro bereitstellen. Um den Minderungseffekt nicht zu konterkarieren werden bei der Förderung von Bestandsanlagen kohlegefeuerte Anlagen nicht einbezogen.

### Maßnahme 17: Mehr Transparenz über Strommarktdaten schaffen

Der Strommarkt 2.0 baut auf den individuellen Entscheidungen der Marktakteure auf. Auch die Öffentlichkeit soll einen Zugang zu transparenten und aktuellen Stromdaten erhalten. Daher stellt zukünftig eine Online-Plattform Strommarktdaten für Deutschland anwenderfreundlich und aktuell dar. Dies regelt das Strommarktgesetz.

### Begründung

**Der Strommarkt 2.0 baut auf den individuellen Entscheidungen der Marktakteure auf.** Im Strommarkt 2.0 reagieren die Marktakteure dezentral auf die Preissignale der Strommärkte. Dadurch kann der Strommarkt 2.0 Versorgungssicherheit gewährleisten, ist kostengünstiger und kann Innovationen und Nachhaltigkeit ermöglichen (siehe Kapitel 3).

**Auch die Öffentlichkeit soll einen Zugang zu transparenten und aktuellen Daten erhalten.** Grundsätzlich sind die Erzeugungs- und Verbrauchsdaten öffentlich zugänglich. Teilweise sind sie jedoch wenig anwenderfreundlich aufbereitet, lückenhaft oder liegen nicht zeitgerecht oder nicht in deutscher Sprache vor. Eine Online-Plattform hingegen schafft einen breiten Zugang zu relevanten Informationen. Sie kann so zu einer informierten und sachlichen Diskussion über die Energiewende beitragen. Ein zuverlässiges Monitoring der Energiewende wird damit erleichtert und die gesellschaftliche Akzeptanz für die Energiewende erhöht.

### Eckpunkte

Eine Online-Plattform schafft mehr Transparenz über Strommarktdaten:

- **Das Strommarktgesetz soll die Grundlage für eine Online-Plattform über Strommarktdaten schaffen.** Die Plattform bündelt Strommarktdaten und stellt sie anwenderfreundlich und möglichst in Echtzeit dar. Sie wird sich dabei am Vorbild anderer Mitgliedstaaten wie Dänemark und Frankreich orientieren. Das Strommarktgesetz passt im erforderlichen Umfang bestehende Veröffentlichungspflichten im Energiewirtschaftsgesetz an. Zusätzliche Meldewege für Datenlieferanten sollen vermieden werden.



- **Die Online-Informationsplattform stellt Marktdaten für Deutschland zur Verfügung.** Die Plattform knüpft an die von der europäischen Transparenzverordnung (Verordnung (EU) Nr. 543/2013) geforderte, zentrale europäische Transparenzplattform an, welche der europäische Verband der Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) seit Januar 2015 in englischer Sprache betreibt. Auf dieser Internetseite werden Daten über Erzeugung, Transport und Verbrauch von Strom veröffentlicht. Durch folgende Schritte kann das BMWi diese Daten auch in einem nationalen Format zur Verfügung stellen:
  - **Rückgriff auf die Daten, die im Rahmen der EU-Transparenzverordnung verfügbar sind und an den Verband der europäischen Übertragungsnetzbetreiber (ENTSO-E) übermittelt werden:** Dazu gehören unter anderem Gesamtlast, Erzeugung, Stromexporte und Stromimporte, grenzüberschreitende physikalische Stromflüsse, Nichtverfügbarkeit von Produktionseinheiten und Übertragungsinfrastruktur.
  - **Darstellung der Informationen auf einer Webseite:** Die Plattform wird interaktive und anwenderfreundliche Abbildungen mit der Möglichkeit zur Datenabfrage enthalten.
  - **Prüfung der Aufnahme weiterer relevanter Informationen.** So können neue Nutzerkreise für die Plattform erschlossen werden. Beispiele dafür sind Strompreise am Großhandelsmarkt, Preisblätter für die Netznutzungsentgelte der Verteilernetzbetreiber oder die gebündelte Veröffentlichung von Insiderinformationen im Rahmen der Verordnung zur Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarktes (REMIT).
- **Die BNetzA sorgt zusätzlich mit dem Marktstammdatenregister für mehr Transparenz.** Das Register soll bis 2017 zur Verfügung stehen und die relevanten Stammdaten aller erneuerbaren und konventionellen Erzeugungsanlagen erfassen. Es erfasst nur datenschutzrechtlich zulässige Daten und schützt bei der Veröffentlichung Betriebs- und Geschäftsgeheimnisse. In diesem Rahmen soll geprüft werden, welche bestehenden Meldepflichten gegebenenfalls entfallen können.

### 5.3 Baustein 3: Zusätzliche Absicherung

Die Maßnahmen der Bausteine 1 und 2 stärken die bestehenden Marktmechanismen und sorgen für eine flexible, effiziente Stromversorgung. Die Maßnahmen des Bausteins 3 sichern die Stromversorgung zusätzlich ab. Mit dem Monitoring wird die Versorgungssicherheit fortlaufend überwacht. Die Kapazitätsreserve garantiert die Versorgungssicherheit am Strommarkt auch in unerwarteten Situationen. Die Netzreserve sichert das Netz gegen regionale Netzengpässe ab, bis wichtige Netzausbauprojekte abgeschlossen sind. Sie wird mit der Kapazitätsreserve verzahnt.

#### Übersicht über die Maßnahmen des Bausteins 3

<b>Maßnahme 18</b>	Versorgungssicherheit überwachen
<b>Maßnahme 19</b>	Kapazitätsreserve einführen
<b>Maßnahme 20</b>	Netzreserve weiterentwickeln

#### Maßnahme 18: Versorgungssicherheit überwachen

Versorgungssicherheit ist von zentraler Bedeutung. Sie soll mit angemessenen Methoden fortlaufend überwacht werden. Daher veröffentlicht das BMWi regelmäßig einen Bericht zur Versorgungssicherheit am Strommarkt. Dieser erscheint mindestens alle zwei Jahre und betrachtet Deutschland im Kontext des europäischen Strommarktes.

#### Begründung

**Für eine sichere Stromversorgung müssen jederzeit ausreichend Kapazitäten zur Verfügung stehen, um die Stromnachfrage zu decken.** Zu Kapazitäten gehören neben konventionellen Kraftwerken und Erneuerbare-Energien-Anlagen auch Speicher und flexible Verbraucher (siehe Kapitel 3.1).

Das bisherige Monitoring nach Energiewirtschaftsgesetz verpflichtet die Übertragungsnetzbetreiber, jährlich eine so genannte nationale Leistungsbilanz zu erstellen. Diese rein nationale Betrachtung ist nicht mehr sachgerecht. Sie ermöglicht im europäischen Strombinnenmarkt keine belastbare Aussage über Versorgungssicherheit. Insbesondere berücksichtigt sie (grenzüberschreitende) Ausgleichseffekte bei erneuerbaren Energien, Lasten und Kraftwerksausfällen nicht angemessen. Daher ist ein neuer methodischer Ansatz erforderlich.

### Eckpunkte

Die Entwicklung der Versorgungssicherheit Deutschlands im europäischen Strommarkt wird fortlaufend überwacht:

- **Das BMWi veröffentlicht regelmäßig einen Monitoringbericht zur Versorgungssicherheit, erstmals im Jahr 2017.** Der Bericht analysiert quantitativ die Entwicklung der Versorgungssicherheit. Er analysiert auch mögliche Hemmnisse für die Nutzung von Flexibilitätsoptionen.
- **Das Strommarktgesetz soll das Monitoring gesetzlich verankern und die bisherigen §§ 12 Abs. 4 und 5 sowie 51 des Energiewirtschaftsgesetzes fortschreiben.** Die Übertragungsnetzbetreiber steuern weiterhin die Daten zur Erzeugungs- und Lastsituation in Deutschland und – soweit möglich – in den Nachbarländern bei.
- **Das Monitoring liefert quantitative Analysen zur Entwicklung der Versorgungssicherheit (Indikatorenberechnung).** Die quantitativen Analysen basieren auf einer staatenübergreifenden Betrachtung. Diese Betrachtung berücksichtigt Ausgleichseffekte bei erneuerbaren Energien, Lasten und Kraftwerksausfällen sowie dynamische Anpassungsprozesse am Strommarkt.
- **Das Monitoring berücksichtigt den probabilistischen – das heißt wahrscheinkeitsbasierten – Charakter von Versorgungssicherheit.** Es untersucht die Wahrscheinlichkeit, mit der das verfügbare Angebot die Nachfrage nach Strom decken kann. Das Monitoring berücksichtigt zudem die verfügbaren Grenzkuppelkapazitäten. Es nutzt eine neue Berechnungsmethodik mit geeigneten Indikatoren. In Betracht kommt insbesondere der Indikator der Versorgungswahrscheinlichkeit:

Er beschreibt den erwarteten Anteil des Stromverbrauchs (in GWh), den die verfügbare Erzeugung ohne weitere Maßnahmen decken kann, und berücksichtigt Flexibilitätsoptionen wie Lastmanagement. Für den Bericht wird die Datengrundlage zu Erzeugungs- und Verbrauchsdaten verbessert.

### Maßnahme 19: Kapazitätsreserve einführen

Mit einer Kapazitätsreserve stellen wir dem Strommarkt 2.0 eine zusätzliche Absicherung zur Seite. Diese Kraftwerke kommen nur dann zum Einsatz, wenn es trotz freier Preisbildung am Großhandelsmarkt wider Erwarten einmal nicht zur Deckung von Angebot und Nachfrage kommen sollte. Mit der Kapazitätsreserve wird gewährleistet, dass auch in einer solchen Situation alle Verbraucher Strom beziehen können.

### Begründung

Es kann nicht ausgeschlossen werden, dass in nicht vorhersehbaren Situationen Angebot und Nachfrage nicht zum Ausgleich kommen. Im Unterschied zum „Kapazitätsmarkt“ umfasst die Kapazitätsreserve nur Kraftwerke, die nicht am Strommarkt teilnehmen und daher auch nicht den Wettbewerb und die Preisbildung verzerren.

### Eckpunkte

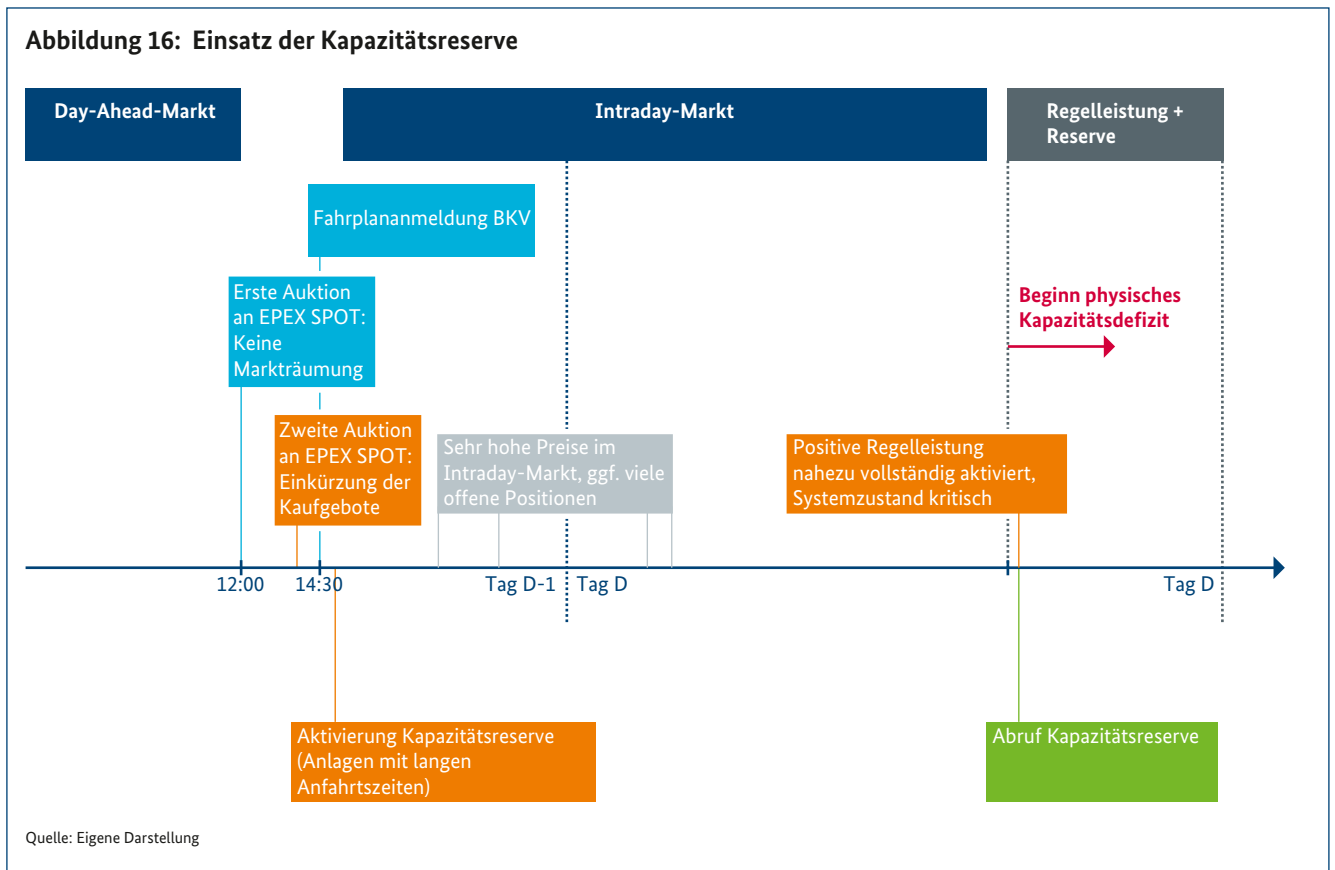
Mit dem Strommarktgesetz wird eine Kapazitätsreserve eingeführt:

- **Die Kapazitätsreserve hält technisch geeignete Reservekraftwerke vor.** Die Übertragungsnetzbetreiber nehmen auf Basis einer Ausschreibung Kraftwerke unter Vertrag, die aufgrund ihrer technischen Eigenschaften geeignet sind, die Reserveleistung rechtzeitig und zielgerichtet zu erbringen. An der Ausschreibung werden sich voraussichtlich nur solche Kraftwerke beteiligen, die am Strommarkt nicht mehr wirtschaftlich betrieben werden können. Sie bleiben im Eigentum der Betreiber. Die Übertragungsnetzbetreiber steuern lediglich ihren Einsatz.

- **Vorübergehend werden auf vertraglicher Basis alte Braunkohlekraftwerke in die Kapazitätsreserve überführt und anschließend stillgelegt.** Diese Maßnahme dient der Erreichung der nationalen Klimaziele für 2020.
- **Die Kapazitätsreserve kommt nur zum Einsatz, falls ein Kapazitätsdefizit auftritt.** Im unwahrscheinlichen Fall, dass am Vortag – das heißt am Day-Ahead-Markt – trotz freier Preisbildung nicht ausreichend Strom an der Strombörse angeboten wird, um die Nachfrage zu decken, fordern die Übertragungsnetzbetreiber die Kraftwerksbe-

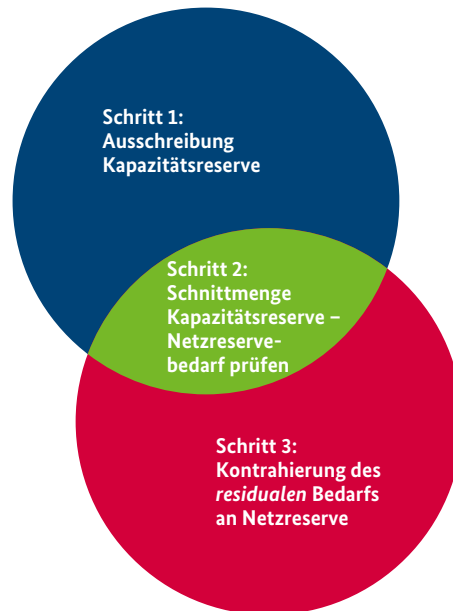
treiber auf, ihre Anlagen „in Bereitschaft“ zu versetzen. Die Kraftwerke fahren auf ihre Mindestteillast hoch und warten auf weitere Anweisungen der Übertragungsnetzbetreiber. Am Tag darauf folgt der kurzfristige, untertägige Handel (Intraday-Markt). Nur für den Fall, dass auch am Intraday-Markt die Nachfrage trotz freier Preisbildung nicht vollständig gedeckt wird, greifen die Übertragungsnetzbetreiber ein. Zunächst nutzen sie die verfügbare Regelleistung. Genügt dies nicht, fordern die Übertragungsnetzbetreiber die Reservekraftwerke auf, die verbleibende Nachfrage zu decken (siehe Abbildung 16).

Abbildung 16: Einsatz der Kapazitätsreserve



- **Kapazitäts- und Netzreserve sind zwei unterschiedliche Instrumente.** Die Kapazitätsreserve sichert die Stromversorgung für den unwahrscheinlichen Fall ab, in dem der Markt Angebot und Nachfrage nicht ausgleicht. Die Netzreserve hingegen sichert den Netzbetrieb bei regionalen Netzengpässen ab. Bis zur Behebung der Netzengpässe hält sie Kraftwerke in Süddeutschland vor, um sie im Falle von Netzengpässen für Redispatch einzusetzen. Während die Kapazitätsreserve deutschlandweit und unbefristet eingeführt wird, erfüllt die Netzreserve eine regionale, zeitlich begrenzte Aufgabe, die maßgeblich vom Fortschritt des Netzausbaus abhängt. Die Netzreserve kann in dem Umfang auslaufen, wie wichtige Netzausbauvorhaben abgeschlossen und keine Reservekraftwerke mehr für den sicheren Netzbetrieb erforderlich sind.
- **Die Beschaffung der Kapazitätsreserve wird mit der Beschaffung der Netzreserve verzahnt.** Im ersten Schritt wird die Kapazitätsreserve ausgeschrieben. Mitbieten können alle technisch geeigneten Kraftwerke, grundsätzlich auch solche, die gegenwärtig bereits in der Netzreserve sind. Den Zuschlag erhalten die Kraftwerke mit den geringsten Kosten für die Vorhaltung. Im zweiten Schritt überprüfen die Übertragungsnetzbetreiber, welche dieser Kraftwerke in Süddeutschland stehen und parallel als Netzreserve dienen können. Soweit danach noch weiterer Bedarf an Netzreserve besteht, wird dieser Rest wie bisher als reine Netzreserve beschafft. Da hierfür der Kreis potenzieller Anbieter in Süddeutschland zu klein ist, ist eine Ausschreibung nicht sinnvoll. Die Übertragungsnetzbetreiber beschaffen die Netzreserve wie bisher in direkter Verhandlung mit den Kraftwerken (siehe Abbildung 17). Die derzeit gültige Reservekraftwerksverordnung, in der die Netzreserve geregelt ist, wird über 2017 hinaus verlängert.
- **Maßgeblich für die Vorhaltekosten der Kapazitätsreserve ist das Ausschreibungsergebnis.** Soweit die Reserve nicht in Anspruch genommen wird, werden die Vorhaltekosten über alle Stromkunden verteilt.
- **Die Kosten für den Einsatz der Kapazitätsreserve werden nach dem Verursacherprinzip abgerechnet.** Kommt die Kapazitätsreserve zum Einsatz, zahlen die Stromlieferanten, die ihre Lieferpflichten nicht erfüllen konnten, entsprechend ihrem Verursachungsbeitrag einen angemessenen Anteil der Gesamtkosten der Reserve. Die Abrechnung erfolgt im etablierten System der Regelleistung. Wird die Reserve abgerufen, beträgt der Mindestpreis für die unterdeckten Lieferanten 20.000 Euro/MWh. Dies entspricht dem technischen Höchstpreis im untertägigen Stromhandel zuzüglich eines Aufschlags von 100 Prozent. Damit haben die Lieferanten klare Anreize, ihre Lieferverpflichtungen frühzeitig über Termingeschäfte oder Vereinbarungen mit ihren Kunden abzusichern und somit die Reserve erst gar nicht zum Einsatz kommen zu lassen.
- **Die Größe der Kapazitätsreserve richtet sich nach der erwarteten durchschnittlichen Jahreshöchstlast.** Hiervon werden fünf Prozent, das entspricht etwa vier Gigawatt installierter Kraftwerksleistung, als zusätzliche Reserve vorgehalten. Ein Monitoring der BNetzA prüft künftig in regelmäßigen Abständen, in welchem Umfang die Kapazitätsreserve erforderlich ist.
- **Die Kapazitätsreserve lässt den Strommarkt unbeeinträchtigt.** Daher wird sie komplett vom Markt getrennt errichtet. Die Reservekraftwerke stehen ausschließlich den Übertragungsnetzbetreibern zur Verfügung und speisen nur auf deren Anweisung ein. Es erfolgt keine Vermarktung. Nach Ablauf der Vertragslaufzeit in der Reserve dürfen die Betreiber erneut in die Reserve bieten. Kraftwerke, die an der Reserve teilgenommen haben, müssen dauerhaft stillgelegt werden.

Abbildung 17: Verzahnte Beschaffung von Kapazitätsreserve und Netzreserve



Quelle: Eigene Darstellung

## Maßnahme 20: Netzreserve weiterentwickeln

Die Netzbetreiber sorgen dafür, dass der gehandelte Strom bei den Verbrauchern ankommt. Bis wichtige Netzausbauprojekte abgeschlossen sind, benötigen die Übertragungsnetzbetreiber die regionale Netzreserve, um besondere Belastungssituationen im Stromnetz abzusichern. Die Netzreserve wird daher bis Ende 2023 verlängert und ausgehend von den Praxiserfahrungen weiterentwickelt.

### Begründung

**Die Marktakteure in Deutschland handeln in einer einheitlichen Preiszone.** Dabei wird unterstellt, dass der Strom von den Erzeugungsanlagen zu den Kunden transportiert werden kann. Tatsächlich ist dies in einer wachsenden Zahl von Jahresstunden aufgrund von Netzengpässen jedoch nicht möglich. In diesen Zeiten greifen die Übertragungsnetzbetreiber zu so genannten Redispatch-Maßnahmen. Das heißt, sie fahren Kraftwerke vor dem Netzengpass (die am Strommarkt zum Zuge gekommen

sind) runter und Kraftwerke nach dem Netzengpass (die am Strommarkt nicht zum Zuge gekommen sind) hoch. Für diese Eingriffe werden die Kraftwerke vor und hinter dem Netzengpass entschädigt. Die Kosten werden über die Netzentgelte auf die Kunden überwält (siehe Handlungsfeld 6).

**Bis wichtige Netzausbauprojekte abgeschlossen sind, benötigen die Übertragungsnetzbetreiber in Süddeutschland eine Netzreserve.** Systemrelevante Kraftwerke in Süddeutschland dürfen derzeit nicht stillgelegt werden, da sie für den Redispatch erforderlich sind. Abhängig von Fortschritten beim Netzausbau, kann die Netzreserve zurückgefahren werden.

### Eckpunkte

**Mit dem Strommarktgesetz wird die Netzreserve verlängert und weiterentwickelt:**

- **Die Netzreserve wird bis Ende 2023 verlängert.** Gegenwärtig ist sie bis Ende 2017 befristet. Sie wird jedoch weiterhin gebraucht.

- **Die Beschaffung der Netzreserve folgt weiterhin dem etablierten Verfahren der Reservekraftwerksverordnung.** Die Übertragungsnetzbetreiber und die BNetzA bestimmen in jährlichen Systemanalysen den Bedarf an Reservekraftwerken für die Netzreservefunktion. Im Anschluss wird der Bedarf durch Erzeugungsanlagen gedeckt, indem diese für die Netzreserve verpflichtet werden.
- **Ein Kraftwerk, das vorübergehend stillgelegt wird, erhält seine Betriebsbereitschaftsaufgaben nicht erst ab seiner Stilllegung, sondern bereits ab dem Zeitpunkt, ab dem die BNetzA die Systemrelevanz des Kraftwerks feststellt.** Kraftwerke, die noch nicht abgeschrieben sind, erhalten darüber hinaus in Zukunft als Ausgleich für ihren Werteverbrauch auch die anteilige Jahresabrechnung. Außerdem werden die rechtlichen Voraussetzungen geschaffen, damit Kraftwerke, die nur vorübergehend stillgelegt werden, in Zukunft bereits nach vier (anstelle von bislang fünf) Jahren wirtschaftlich an den Markt zurückkehren können.
- **Anlagen der Kapazitätsreserve können zukünftig auch die Netzreservefunktion erfüllen.** Hierzu müssen die Anlagen „an der richtigen Stelle“ im Netz stehen. Die Übertragungsnetzbetreiber prüfen die Standorte, nachdem die Ausschreibung der Kapazitätsreserve abgeschlossen ist (siehe Maßnahme 19). An der Ausschreibung der Kapazitätsreserve können auch Anlagen teilnehmen, die bereits als Netzreserve aktiv sind. Eine doppelte Vergütung wird ausgeschlossen.
- **Aus der Verzahnung mit der Kapazitätsreserve ergeben sich Änderungen zu der Reservekraftwerksverordnung.** Der in der Systemanalyse festgestellte Bedarf wird nicht sofort beschafft. Stattdessen prüfen die Übertragungsnetzbetreiber zunächst, ob und wie viele Anlagen der Kapazitätsreserve die Netzreservefunktion übernehmen können. Diese Anlagen reduzieren den Bedarf an Netzreserve, der zusätzlich beschafft werden muss. Aus dieser Verzahnung und den Praxiserfahrungen mit der Netzreserve – unter anderem den durchgeführten Systemanalysen – ergeben sich weitere Anpassungen. Hierzu gehören beispielsweise die Fristen für die Übertragungsnetzbetreiber und die BNetzA. Auch die Kriterien für eine angemessene Kostenerstattung für die Anlagen in der Netzreserve werden überprüft und gegebenenfalls angepasst. Darüber hinaus wird ab 2021 als Teil einer Reservelösung für Süddeutschland ein Segment von bis zu 2 GW für neue, schnell startfähige Kraftwerke vorgesehen, die schwarzstartfähig (das heißt ohne Unterstützung durch das Stromnetz hochfahrbar) und hoch flexibel regelbar sind.

# Kapitel 6: Zukünftige Handlungsfelder

Kapitel 5 benennt die kurzfristig zu ergreifenden Maßnahmen, mit denen die Funktionsfähigkeit des Strommarktes verbessert werden soll. Die weitere Umsetzung der Energiewende stellt den Strommarkt 2.0 jedoch vor neue Anforderungen (6.1). Weitergehende Schritte sind daher erforderlich. Im Folgenden werden entsprechende Handlungsfelder skizziert (6.2).

## 6.1 Ausblick auf die weitere Entwicklung des Strommarktes 2.0

**Die weitere Umsetzung der Energiewende stellt den Strommarkt 2.0 vor neue Anforderungen.** Die Bundesregierung hat ehrgeizige Ziele: Bis 2050 sollen die Treibhausgasemissionen um 80 bis 95 Prozent gegenüber 1990 und der Primärenergieverbrauch um 50 Prozent gegenüber 2008 zurückgehen, wozu auch eine Verringerung des Stromverbrauchs beitragen soll. Gleichzeitig soll der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch auf mindestens 80 Prozent steigen. Zum Vergleich: 2014 lag der Anteil erneuerbarer Energien am Stromverbrauch bei rund 28 Prozent.

**Die Maßnahmen aus Kapitel 5 setzen den Strommarkt 2.0 für die aktuelle Phase der Energiewende um.** Insbesondere die Maßnahmen aus dem Baustein „Stärkere Marktmechanismen“ und Baustein „Zusätzliche Absicherung“ stellen sicher, dass der Strommarkt Versorgungssicherheit weiterhin auf einem sehr hohen Niveau gewährleisten kann. Zusätzlich machen die Maßnahmen aus dem Baustein „Flexible und effiziente Stromversorgung“ die Stromversorgung kostengünstiger und umweltverträglicher.

**Die Energiewende stellt künftig neue Anforderungen an das Strommarktdesign:**

- Auf dem Weg zu einem liberalisierten und integrierten Strommarkt haben die europäischen Mitgliedstaaten bereits wichtige Schritte vollzogen. Diese Entwicklung soll in den nächsten Jahren fortgesetzt und vertieft werden (**Handlungsfeld 1**).
- Das Stromversorgungssystem muss wachsende Anteile erneuerbarer Energien sicher und kosteneffizient integrieren. Geeignete Rahmenbedingungen können dabei den Förderbedarf für erneuerbare Energien senken (**Handlungsfeld 2**).
- Konventionelle Kraftwerke werden auch in Zukunft wichtig sein, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten. Sie werden dabei eine neue Rolle in der Stromversorgung einnehmen: Waren früher die kontinuierlich Strom produzierenden Grundlastkraftwerke das Rückgrat der Stromerzeugung, liegt ihre Funktion in Zukunft in der Ergänzung der fluktuierenden Einspeisung aus Wind und Sonne (**Handlungsfeld 3**).
- Beim weiteren Ausbau der erneuerbaren Energien wird es zunehmend wichtig, die Sektoren Strom, Wärme und Verkehr zu verknüpfen. Wird Strom in allen Sektoren werthaltig nachgefragt und damit marktgetrieben auch in Wärme und Mobilität umgewandelt, können die Ziele zur CO<sub>2</sub>-Einsparung im Verkehrs- und Wärmesektor kostengünstig erreicht werden (**Handlungsfeld 4**). Das Strommarktdesign muss daher den gesamten Ordnungsrahmen für den Stromsektor betrachten.
- Die Perspektive auf das Strommarktdesign verschiebt sich: Neben den Zielen für den Stromsektor muss das Strommarktdesign zukünftig stärker auch die anderen Ziele der Energiewende wie die Steigerung der Energieeffizienz berücksichtigen (**Handlungsfeld 5**).
- Wichtig ist eine Koordination zwischen Stromnetzen und Strommarkt. Zum Beispiel kann eine verstärkte Interaktion der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr Auswirkungen auf die Stromnetze haben (**Handlungsfeld 6**).

**Weitere Schritte werden daher folgen.** Kapitel 6.2 gibt einen Ausblick auf die genannten Handlungsfelder für die weitere Entwicklung des Strommarktdesigns.

**Viele Stellungnahmen zum Grünbuch weisen auf erforderliche weitere Schritte hin.** Viele Vorschläge der Konsultationsteilnehmer gehen über die in Kapitel 5 angekündigten Maßnahmen hinaus. Zum Beispiel äußern sich viele Akteure zur Förderung der erneuerbaren Energien und ihrer weiteren Rolle im Energiesystem (siehe Handlungsfeld 2). Zudem wird gefordert, die Rolle der Netzbetreiber klar zu definieren (siehe Handlungsfeld 6). Viele Stellungnahmen thematisieren auch die Kopplung der Sektoren Strom, Wärme und Verkehr (siehe Kapitel 1.2 und Handlungsfeld 4).

## 6.2 Zukünftige Handlungsfelder

Sechs zentrale Handlungsfelder geben einen Ausblick auf die Weiterentwicklung des Strommarktes 2.0.

### Handlungsfeld 1: Den europäischen Binnenmarkt für Strom stärken

**Auf dem Weg zu einem liberalisierten und integrierten Strommarkt haben die europäischen Mitgliedstaaten bereits wichtige Schritte vollzogen.** Die Monopole für Stromversorgung und Netze wurden Ende der 1990er Jahre aufgelöst. Zahlreiche Nachbarländer sind bereits heute eng vernetzt. Die europäischen Strommärkte sind weitgehend gekoppelt und wachsen weiter zusammen. Diese Entwicklung sollte in den kommenden Jahren fortgesetzt und vertieft werden.

**Der europäische Binnenmarkt für Strom stärkt die Versorgungssicherheit.** In einem integrierten europäischen Energiebinnenmarkt lässt sich Versorgungssicherheit auf einem hohen Niveau kostengünstig herstellen. Je stärker die nationalen Strommärkte miteinander verbunden sind, desto größere Flexibilitätspotenziale stehen zur Verfügung. Gleichzeitig können die großräumigen Ausgleichseffekte und Effizienzgewinne bei der Last, den erneuerbaren Energien und dem Einsatz konventioneller Kraftwerke genutzt werden (siehe Kapitel 3.1 und Maßnahme 5).

**Das europäische Zielmodell für den Strommarkt bestimmt die Richtung der europäischen Strommarktpolitik.** Das europäische Zielmodell für den Strommarkt – auf Englisch „European target model for electricity“ – stellt die Weichen für die Weiterentwicklung des europäischen Strombinnenmarktes. Hauptelemente des Zielmodells sind die Kopplung der nationalen Strommärkte in den Vortagesmärkten (Day-Ahead-Märkten), ein grenzüberschreitend funktionierender untertägiger Handel (Intraday-Markt), ein Rahmen für langfristige Transportrechte (long term transmission rights) sowie gemeinsame Methoden für die jeweils zu Grunde liegende Kapazitätsberechnung (capacity calculation). Die einheitlichen Regeln für die Marktteilnehmer werden europaweit in Form von Netzkodizes umgesetzt (Top-Down). Gleichzeitig treiben regionale Initiativen wie das Pentalaterale Forum den Strombinnenmarkt voran und berücksichtigen dabei lokale Unterschiede in der Integration (Bottom-Up).

**Das europäische Zielmodell erfordert noch weitere Schritte.** Die Europäische Kommission sollte die Netzkodizes zügig fertigstellen. Notwendige Umsetzungsmaßnahmen erfolgen dann auf nationaler Ebene. Zudem hat die Kommission Legislativvorschläge zum Marktdesign und zur Versorgungssicherheit angekündigt. Für diese Legislativvorschläge sollte das europäische Zielmodell für den Strommarkt leitend sein. Denn wird das Zielmodell erfolgreich umgesetzt, sind die Investitionsanreize europaweit immer dort am höchsten, wo sie auch am dringendsten gebraucht werden.

**Versorgungssicherheit sollte vertieft europäisch betrachtet werden.** Ein erster Schritt für die europäische Betrachtungsweise ist der jüngste Bericht des Pentalateralen Energieforums. Den Bericht haben die Übertragungsnetzbetreiber dieser Region (Benelux-Staaten, Deutschland, Frankreich, Österreich, Schweiz) erstellt (Pentalaterales Energieforum 2015). Er markiert einen Meilenstein im Monitoring der Versorgungssicherheit in Strommärkten. Zum ersten Mal berücksichtigen die Berechnungen Ausgleichseffekte durch den Stromaustausch zwischen den Ländern (siehe Kapitel 3.1). In den kommenden Jahren sollten die Übertragungsnetzbetreiber die Analyse fortführen und methodisch vertiefen. Dies sollte auch eine detailliertere Berücksichtigung der Nachbarländer beinhalten. Perspektivisch sollten die europäischen Übertragungsnetzbetreiber auch ihre Prognose für die Versorgungssicherheit – den „Scenario Outlook and Adequacy Forecast“ – mit einem derart weiterentwickelten Ansatz durchführen (siehe auch Kapitel 5, Maßnahme 5).

### Handlungsfeld 2: Förderbedarf für erneuerbare Energien durch optimales Gesamtsystem senken

**Der Ausbau der erneuerbaren Energien ist Dreh- und Angelpunkt für die weitere Entwicklung des Stromsystems.** Einerseits werden Wind- und Sonnenenergie das Stromsystem weiter verändern: Erzeuger, Verbraucher und Speicher reagieren zunehmend flexibel auf ihre dargebotsabhängige Einspeisung. Andererseits übernehmen Wind- und Sonnenenergie über die Direktvermarktung mehr Verantwortung für das System.

**Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Direktvermarktung übernehmen bereits heute dieselbe Verantwortung wie konventionelle Kraftwerke.** Das 2014 novellierte Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) verpflichtet Neuanlagen zur Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien. Anders als unter der festen Einspeisevergütung



haben Erzeuger von erneuerbarem Strom über die gleitende Marktprämie Anreize, auf die schwankenden Marktpreise zu reagieren. Beispielsweise regeln Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Marktprämie bei moderat negativen Preisen ab. Außerdem müssen sie die Bilanzkreispflichten einhalten und unterliegen somit derselben Bilanzkreisverantwortung wie konventionelle Kraftwerke (siehe Kasten zur Direktvermarktung). Zudem erhalten Neuanlagen ab 2016 bei negativen Preisen keine Förderung mehr. Dies geht auf Vorgaben aus den europäischen Umwelt- und Energiebeihilfeleitlinien zurück. Erneuerbare-Energien-Anlagen, die ab 2016 in Betrieb genommen werden, erhalten keine Förderung mehr, wenn die Preise sechs Stunden am Stück negativ sind. Dadurch wird allerdings die Finanzierung teurer, was wiederum den Ausbau der erneuerbaren Energien beeinträchtigen kann. Infolgedessen soll die Regelung im Rahmen des Strommarktgesetzes überprüft werden.

**Die Differenz zwischen Stromgestehungskosten und Erlösmöglichkeiten an den Strommärkten bestimmt die Höhe der erforderlichen Vergütung für erneuerbare Energien.** Stromgestehungskosten setzen sich aus Kapital- und Betriebskosten wie zum Beispiel Brennstoffkosten und Kapitalverzinsung zusammen. Einige wichtige Treiber sind (welt-)marktbedingt und von den politischen Rahmenbedingungen weitgehend unabhängig. Zum Beispiel beeinflussen Preise für Gas- und Steinkohlebrennstoffe das Erlösniveau für Strom, auch für den aus erneuerbaren Energien. Stahlpreise, Flächenverfügbarkeit und die weitere Technologieentwicklung bestimmen die Kosten für Windenergieanlagen. Manche Treiber sind jedoch durch politische Rahmenbedingungen beeinflussbar. Hier gilt es anzusetzen, um die erforderliche Vergütung für erneuerbare Energien zu minimieren.

Über die Direktvermarktung sind erneuerbare Energien gut in den Markt integriert

**Betreiber von Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Marktprämie sind selbst für die kurzfristige Prognose ihrer Produktion und den Ausgleich bei Abweichungen verantwortlich.** Sie müssen ihre Einspeisung viertelstündlich prognostizieren. Um Abweichungen zu verringern beziehungsweise möglichst effizient auszugleichen, haben sie den Anreiz, ihre Methodik und ihre Datengrundlage für ihre Prognosen zu verbessern.

**Erneuerbare-Energien-Anlagen in der Marktprämie schalten bei moderat negativen Preisen ab.** Sie vereinfachen damit den Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage und entlasten die EEG-Umlage im Vergleich zu Anlagen, die über die feste Einspeisevergütung gefördert werden.

**Erfüllen sie die technischen Voraussetzungen, können Betreiber in der Marktprämie ihre Erneuerbare-Energien-Anlagen auch an den Regelleistungsmärkten vermarkten.** Biomasseanlagen erbringen bereits zunehmend Regelleistung. Die Übertragungsnetzbetreiber haben auch technische Konzepte zur Teilnahme von Windenergieanlagen am Markt für (negative) Regelleistung geprüft. Diese sollten bald Anwendung finden. Dies könnte die Mindesterzeugung fossiler Kraftwerke verringern.

**Die Markt- und Flexibilitätsprämie gibt Betreibern von Erneuerbare-Energien-Anlagen einen Anreiz, mit ihren Anlagen möglichst bedarfsgerecht Strom zu produzieren.** Biogasanlagen haben bereits heute mit der Markt- und Flexibilitätsprämie einen Anreiz, ihre Anlagen flexibel zu betreiben. Künftig lohnt es sich für sie, vor allem bei hohen Strompreisen einzuspeisen, das heißt wenn der Bedarf für weitere Stromerzeugung hoch ist. Auch Wind- und Photovoltaikanlagen können bedarfsgerecht einspeisen, zum Beispiel durch den Einsatz von Windenergieanlagen mit geringerer installierter Leistung bei gleichem Rotordurchmesser (Schwachwindturbinen) oder durch eine Ost-West-Ausrichtung der Photovoltaik-Module. Damit tragen sie auch in Zeiten hoher Strompreise dazu bei, die Nachfrage zu decken.

**Die verpflichtende Direktvermarktung integriert bereits heute Strom aus erneuerbaren Energien gut in den Strommarkt.** Etwa 70 Prozent der erneuerbaren Stromerzeugung wird heute bereits direktvermarktet. Bis zum Jahr 2020 wird dieser Anteil nach heutigen Schätzungen etwa auf 80 Prozent der erneuerbaren Stromerzeugung steigen.

**Geeignete politische Rahmenbedingungen begrenzen die erforderliche Vergütung für erneuerbare Energien:**

- **Die Umstellung des Fördersystems auf Ausschreibungen ist ein Paradigmenwechsel.** Bereits das EEG 2014 sieht eine Umstellung der Förderung für Photovoltaik-Freiflächenanlagen auf Ausschreibungen vor. In diesem neuen System erhalten die Anbieter mit den wettbewerbsfähigsten Stromgestehungskosten den Zuschlag. Über die Erfahrungen mit Ausschreibungen für Photovoltaik-Freiflächenanlagen wird die Bundesregierung einen Bericht vorlegen. Spätestens 2017 soll die Förderhöhe auch für andere erneuerbare Energien über Ausschreibungen ermittelt werden. Ausschreibungen sollen durch die Ermittlung von wettbewerbsfähigen Stromgestehungskosten dazu beitragen, die Förderkosten auf das erforderliche Niveau zu begrenzen. Entscheidend dafür ist das Ausschreibungsdesign. Bei der Ausschreibung für Wind an Land zum Beispiel ist es wichtig, einerseits über hohe Flächenverfügbarkeit und -entwicklung Wettbewerb zu erreichen und andererseits durch hohe Investitionssicherheit die Kapitalkosten gering zu halten.
- **Ein funktionierender Emissionshandel senkt die erforderliche Vergütung für erneuerbare Energien.** Die Stromgestehungskosten der erneuerbaren Energien sinken kontinuierlich. Kostenunterschiede zwischen Strom aus Photovoltaik- und Windenergieanlagen an Land und Strom aus Braun- und Steinkohle haben sich bereits stark verringert. Neue Windenergie- und Photovoltaikanlagen an guten Standorten können schon heute zu geringeren Kosten Strom produzieren als neue Gas- und Steinkohlekraftwerke (Prognos 2013, Fraunhofer ISE 2013). Die Kostenunterschiede zwischen Strom aus erneuerbaren und fossilen Energieträgern werden sich zukünftig weiter verringern. Wesentliche Treiber dieser Entwicklung sind neben dem technischen Fortschritt bei erneuerbaren Energietechnologien die Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Zertifikatspreise für fossile Kraftwerke. Steigende Emissionspreise verteuern die fossile Stromerzeugung und heben das Börsenpreisniveau an. Dies senkt die EEG-Differenzkosten und entlastet damit die EEG-Umlage.
- **Ein flexibles europäisches Stromsystem steigert die Erlösmöglichkeiten von Wind und Sonne.** Die Strom einspeisung aus Wind und Sonne hängt vom Wetter ab. Windenergie- und Photovoltaikanlagen produzieren immer dann Strom, wenn der Wind weht oder die Sonne scheint. Ein hohes Angebot an Strom aus Wind- und Solarkraftwerken mit Grenzkosten nahe Null, führt nach der Logik der Strombörse zu niedrigen Großhandelspreisen. Aus der Sicht der Betreiber bedeutet dies niedrige Erlöse. Ein flexibles Stromsystem kann diesen Mechanismus abfedern: Ist zum Beispiel das Angebot aus erneuerbaren Energien relativ groß und die Nachfrage nach Strom relativ gering, können flexible zuschaltbare Verbraucher (siehe Handlungsfeld 4) sowie flexible konventionelle Erzeuger (siehe Kapitel 5, Maßnahme 15) verhindern, dass der Strompreis in diesen Stunden noch weiter sinkt (Energy Brainpool 2014). Dabei verhilft insbesondere die Absenkung des Must-run Sockels den Erneuerbaren zu steigenden Erlösen am Strommarkt. Zudem gleichen sich durch den Netzausbau und den europäischen Stromaustausch die schwankende Nachfrage und erneuerbare Stromproduktion europaweit aus. Ein deutschland- und europaweit gut ausgebautes Netz ist ein wichtiger Faktor für die Erlöschancen der erneuerbaren Energien. Je mehr Geld die erneuerbaren Energien an den Strommärkten verdienen können, desto geringer fällt die Marktprämie nach dem EEG aus. Damit sinken die Kosten, welche die Stromverbraucher über die EEG-Umlage zu tragen haben. Diese Zusammenhänge zeigen: Die Maßnahmen aus Kapitel 5 sind zentral, um die Kosten zu senken und die Markt- und Systemintegration der erneuerbaren Energien zu verbessern (siehe Baustein 2, Kapitel 5).

### Handlungsfeld 3: Konventionelle Kraftwerke und erneuerbare Energien ergänzen sich in der zukünftigen Stromversorgung

**Konventionelle Kraftwerke werden auch in Zukunft wichtig sein, um die Versorgungssicherheit zu gewährleisten.** Über 50 Prozent der Stromerzeugung in Deutschland stammen derzeit aus fossilen Kraftwerken. Der Anteil der Braun- und Steinkohle an der Bruttostromerzeugung lag im Jahr 2014 bei rund 43 Prozent, der von Erdgas bei rund 10 Prozent. Weitere rund 16 Prozent werden derzeit noch durch die Kernenergie bereitgestellt. Fossile Energieträger tragen damit weiterhin wesentlich zur Stromerzeugung und zur Sicherstellung der Versorgungssicherheit bei. Mit dem wachsenden Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien wird der Anteil der Stromerzeugung aus fossilen Energieträgern sinken. Sie spielen aber eine ganz entscheidende Rolle bei der Integration der erneuerbaren Energien in den Strommarkt, indem sie deren fluktuierende Erzeugung ergänzen und ausgleichen.

**Neue Rolle der konventionellen Kraftwerke definieren.** Wichtiger als die quantitativen Anteile der konventionellen Kraftwerke ist deren neue Rolle in der Stromversorgung und damit ein neues Geschäftsmodell. Früher folgte die Stromerzeugung der Nachfrage. Kontinuierlich Strom produzierenden Kraftwerke mit niedrigen Grenzkosten deckten die Grundlast ab, andere Kraftwerke mit höheren Grenzkosten die Mittel- und Spitzenlast. Mit dem wachsenden Anteil erneuerbarer Energien ändert sich die Rolle und das Geschäftsmodell der konventionellen Anlagen. Am Strommarkt werden die Kraftwerke in der Reihenfolge ihrer Grenzkosten eingesetzt. Wind- und Solarkraftwerke mit Grenzkosten nahe null verdrängen „Grundlastkraftwerke“ aus der Grundlast. Die Rolle der konventionellen Kraftwerke ändert sich hin zum flexiblen Partner der erneuerbaren Energien und zur Bereitstellung der erforderlichen Residuallast. Das damit verbundene Geschäftsmodell, flexibel auf Erzeugung und Nachfrage zu reagieren, ist deutlich anspruchsvoller als bisher, wird aber nach dem Abbau von bestehenden Überkapazitäten bei höheren Preisdifferenzen am Strommarkt auch die Chance für zusätzliches Einkommen eröffnen.

**Effiziente und flexible konventionelle Kraftwerke werden auch zukünftig benötigt.** Moderne Kraftwerke überbrücken längere Zeiträume ohne ausreichende Stromerzeugung durch Wind- und Photovoltaikanlagen.

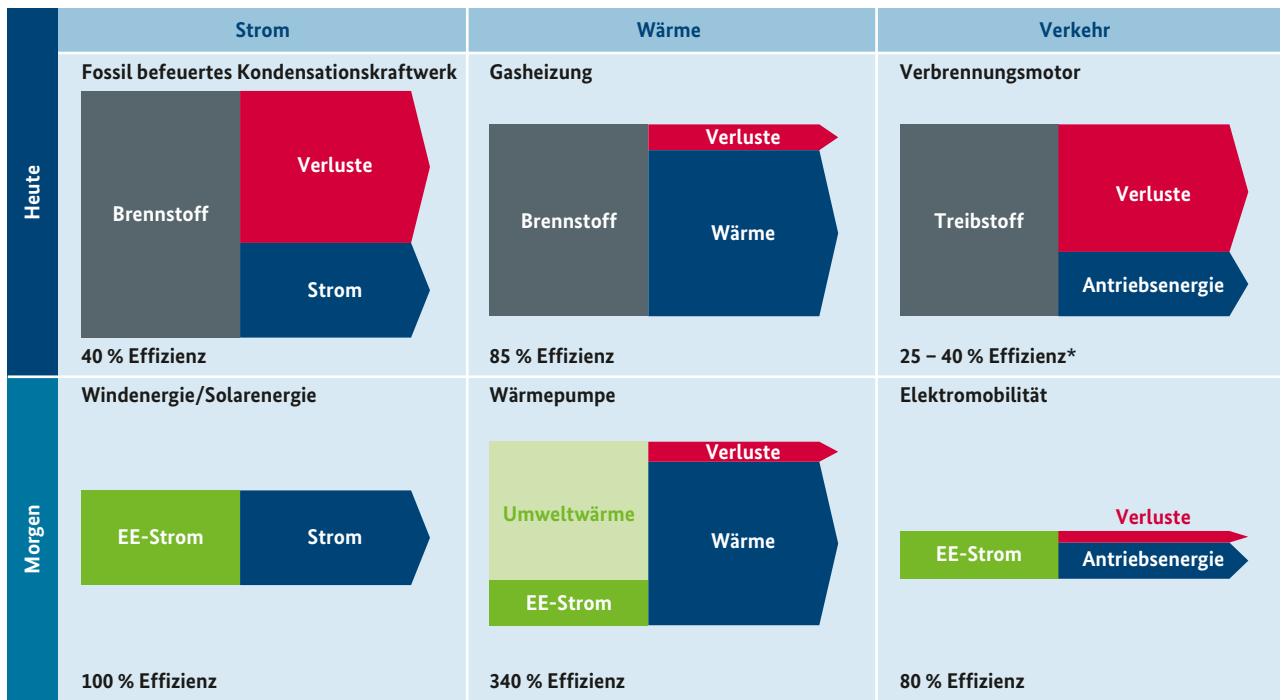
**Der Strukturwandel ist in vollem Gange.** Die Einsatzbedingungen der auf fossilen Energieträgern basierenden Kraftwerke haben sich bereits stark verändert. Sie werden schon heute zunehmend im so genannten Lastgang gefahren, das heißt in Abhängigkeit von den Großhandelspreisen, die sich bei fluktuierender Erzeugung erneuerbarer Energien und der jeweiligen Nachfrage ergeben. Künftig werden schnell regelbare Kraftwerke die fluktuierende Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien flexibel ausgleichen. Damit stehen sie unter anderem vor der Herausforderung, auch unter Teillast und bei geringen Mindestlasten hohe Wirkungsgrade zu erreichen. Der Strommarkt sendet die entsprechenden Signale für den Einsatz der Kraftwerke und die Investitionen in die Flexibilisierung des Kraftwerksparks.

**Die Bundesregierung fördert im Rahmen der Forschungs- und Entwicklungs-Initiative COORETEC Forschungsprojekte im Bereich konventioneller Kraftwerke.** Neben der weiteren Optimierung des Wirkungsgrades und der Minimierung der Emissionen ist die kostengünstige und flexible Deckung der Residuallast ein Ziel der Forschungsinitiative.

### Handlungsfeld 4: Durch Sektorkopplung erneuerbaren Strom für Wärme, Mobilität und Industrie nutzen

**Sektorkopplung wird das zukünftige Stromversorgungssystem prägen.** Sektorkopplung – auch Power-to-X genannt – ist die Nutzung von erneuerbarem Strom im Wärmesektor (Power-to-Heat), im Verkehrssektor (Power-to-Mobility) und in industriellen Prozessen (Power-to-Industry). Die Nachfrage nach erneuerbarem Strom jenseits des Stromsektors schafft neue effiziente Anwendungen, die Strom in Wärme und Mobilität umwandeln. Damit werden nachfrage- und marktgetrieben die Investitionen in erneuerbare Energien und eine kostengünstige Erreichung der Ziele zur Senkung der CO<sub>2</sub>-Emissionen im Wärme- und Verkehrssektor in Deutschland unterstützt.

Abbildung 18: Wärmepumpen und Elektromobilität steigern die Energieeffizienz und ersetzen Brennstoffe



\* Die Effizienz von Verbrennungsmotoren in anderen Anwendungen (z. B. Seeverkehr, Motorkraftwerke) kann über 50 % liegen.

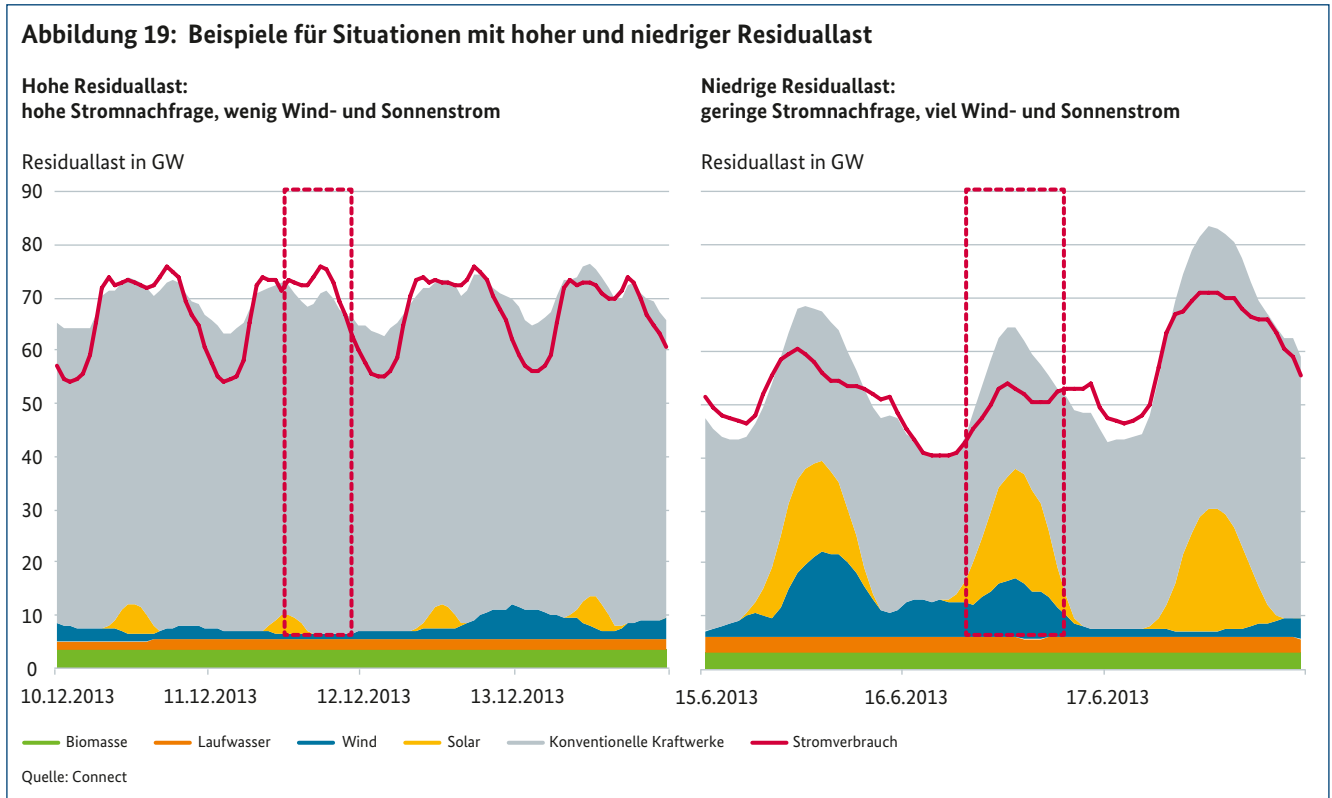
Quelle: Eigene Darstellung nach Fraunhofer IWES (2015a)

**Sektorkopplung soll vorrangig hocheffiziente Technologien nutzen.** Zu den effizientesten, stromnutzenden Anwendungen im Wärmebereich gehören etwa effizient betriebene Wärmepumpen und im Verkehrsbereich die Elektromobilität. Wärmepumpen und Elektromobilität können fossile Energieträger durch erneuerbare Energien substituieren und den Energieverbrauch im Wärme- und Verkehrssektor senken (siehe Abbildung 18). Auch einige Prozesse in der Industrie können durch Einsatz von Strom ihre CO<sub>2</sub>-Emissionen effizient reduzieren. Elektrodirektheizungen sind bezogen auf den Primärenergiebedarf wenig effizient, aber relativ kostengünstig. Insgesamt weniger energieeffizient und bisher verhältnismäßig teuer ist die Strombereitstellung aus Power-to-Gas. Sie könnte daher langfristig eine Option sein. Elektroheizer und Power-to-Gas sind aus Klima- und Effizienzgründen lediglich temporär eine Option.

**Sektorkopplung birgt ein enormes Flexibilitätspotenzial für den Strommarkt.** Im Wärme-, Verkehrs- und Industriebereich wird derzeit etwa drei Mal mehr Endenergie verbraucht als im Stromsektor (Fraunhofer IWES et al. 2015b). Die neuen Anwendungen treten an den Strommärkten als neue, flexible Verbraucher auf. Sie haben ein enormes Flexi-

bilitätspotenzial (siehe zum Beispiel Fraunhofer IWES et al 2015b, Öko-Institut, Fraunhofer ISI 2014). Wichtig ist, dass diese neuen Verbraucher sich im Strommarkt 2.0 an den Marktpreisen orientieren. So sollten etwa Batterie- und Wärmepumpenspeicher insbesondere dann befüllt werden, wenn Sonne und Wind viel Strom produzieren und die Nachfrage relativ niedrig ist (siehe Bild zur niedrigen Residuallast, Abbildung 19). So bieten beispielsweise Wärmepumpen mit Speichern große Potenziale zum Lastmanagement.

**Sektorkopplung bietet viele weitere Vorteile.** Sektorkopplung eröffnet der Industrie und der Energiewirtschaft neue Chancen. Im Strommarkt 2.0 können Akteure vor allem für Zeiten mit einer hohen Einspeisung von Wind- und Sonnenenergie innovative Lösungen entwickeln (siehe Kapitel 3). Zusätzlich stärkt Sektorkopplung die Binnenkonjunktur, wenn weniger Geld für Öl und Gas ausgegeben und stattdessen in Power-to-X-Technologien in Deutschland investiert wird. Neue Stromanwendungen senken auch die Importabhängigkeit von Öl und Gas. Deutschland zahlt jährlich hohe zweistellige Milliardenbeträge für Brennstoffimporte von Öl und Gas.



**Sektorkopplung erfordert den Aufbau einer Infrastruktur und Anpassungen der staatlich verursachten Preisbestandteile und Netzentgelte.** Elektrofahrzeuge brauchen eine Ladeinfrastruktur (siehe Maßnahme 11). Wärmepumpen erfordern bei Gebäudeneubau und -sanierung den Einbau von Flächenheizsystemen. Beide Handlungsfelder benötigen Zeit. Die Bundesregierung ist daher schon heute in diesen Bereichen aktiv. Zusätzlich sollen staatlich verursachte Preisbestandteile und Netzentgelte weiterentwickelt werden, um eine effiziente Sektorkopplung zu ermöglichen. Dies unterstützt das BMWi durch die Entwicklung eines Zielmodells (siehe Maßnahme 7). Hemmnisse für den direkten Einsatz von Strom aus erneuerbaren Energien – beispielsweise in hocheffizienten Wärmepumpen – sollen dazu abgebaut werden.

#### Handlungsfeld 5: Energieeffizienz und Strommarktdesign stärker zusammen denken

**Energieeffizienz wird für den Strommarkt immer wichtiger.** Energieeffizienz in klassischen Stromanwendungen und neuen Stromanwendungen senkt Kosten, Emissionen und Brennstoffimporte. Denn ein effizienter Umgang mit Strom in klassischen Stromanwendungen senkt häufig den Bedarf an Stromnetzen und Kapazitäten wie Wind- und Sonnenenergieanlagen, konventionellen Kraftwerken und Speichern. Neue Anwendungen wie effizient betriebene Wärmepumpen und Elektromobilität steigern die Energieeffizienz im Wärme- und Verkehrssektor. Im Raumwärmebereich ersetzen zum Beispiel Wärmepumpen etwa drei bis vier Kilowattstunden aus Öl und Gas durch die Nutzung von zwei bis drei Kilowattstunden Umgebungswärme und etwa eine Kilowattstunde Betriebsstrom. Dies setzt einen entsprechenden energetischen Zustand der Gebäudehüllen voraus. Elektromobilität ersetzt durch die höhere Effizienz des Elektromotors gegenüber dem Verbrennungsmotor mit einer Kilowattstunde Strom etwa drei elektrische Kilowattstunden Öl beziehungsweise Treibstoffe (siehe auch Handlungsfeld 4).

**Der Stromverbrauch sinkt durch Energieeffizienz in klassischen Stromanwendungen und steigt durch neue Stromanwendungen.** Der Stromverbrauch in klassischen Stromanwendungen geht zurück. Verbrauchten die Deutschen 2008 insgesamt noch rund 618 Terawattstunden Strom im Jahr, waren es 2013 nur noch 599 (BMWi 2015c). Langfristig wirken neue stromnutzende Anwendungen wie Elektromobilität oder Wärmepumpen, die erneuerbaren Strom im Wärme- oder Verkehrssektor nutzen, diesem Trend entgegen. Sie erhöhen einerseits den Stromverbrauch, verbessern aber deutlich die Energieeffizienz im Gesamtsystem: Ein Technologiewechsel hin zu hocheffizienten Wärmepumpen und Elektromotoren führt zu einem deutlichen Rückgang des Primärenergieverbrauchs. Wärmepumpen und Elektromotoren können erneuerbaren Strom nutzen und so importiertes Öl und Gas ersetzen. Damit senken sie CO<sub>2</sub>-Emissionen und erhöhen den Anteil erneuerbarer Energien im Wärme- und Verkehrssektor. Diese Trends können gut zusammenpassen: Verbrauchen die klassischen Stromanwendungen weniger Strom, schafft dies „Spielräume“ im Stromversorgungssystem für neue stromnutzende Anwendungen. Diesen Zusammenhang stellt Abbildung 20 dar.

**Energieeffizienz und Flexibilität sollten gemeinsam betrachtet werden.** Das Verhältnis von Energieeffizienz und Flexibilität im Stromsystem hängt davon ab, ob viel oder wenig Wind- und Sonnenstrom relativ zur Nachfrage produziert wird (siehe Abbildung 19). Produzieren Wind- und Photovoltaikanlagen wenig Strom und ist die Nachfrage besonders hoch (hohe Residuallast), senken tendenziell sowohl Flexibilität als auch Energieeffizienzmaßnahmen bei klassischen Stromanwendungen die Systemkosten. Produzieren Wind- und Photovoltaikanlagen relativ zur Nachfrage viel Strom (geringe Residuallast), kann es zukünftig zunehmend sinnvoll sein, hocheffiziente Wärmepumpen und Elektromobilität zuzuschalten und ihre Batterie- und Wärmespeicher zu beladen. Wenn der Strom ansonsten abgeregelt – das heißt nicht genutzt – würde, kann auch die temporäre Zuschaltung von weniger effizienten Stromanwendungen wie Elektroheizern sinnvoll sein (siehe Handlungsfeld 4).

**Abbildung 20: Der Gesamtenergieverbrauch sinkt, obwohl durch Sektorkopplung mehr erneuerbarer Strom genutzt wird**

Endenergieverbrauch



Quelle: Eigene Darstellung nach Fraunhofer IWES et al. (2015b)

## Handlungsfeld 6: Netz und Markt aufeinander abstimmen

**Die Energiewende verändert die Anforderungen an Markt und Netz.** Einerseits reagieren Marktakteure zunehmend flexibel auf das fluktuierende Angebot von Wind- und Sonnenstrom. Andererseits stellt der Ausbau von Wind- und Sonnenenergie die Stromnetze vor neue Herausforderungen: Erzeuger speisen vermehrt vor allem auf niedrigeren Spannungsebenen Strom in das Netz ein. Bei hoher Einspeisung von Wind- und Sonnenenergie und niedrigen Strompreisen erhöhen neue, flexible Verbraucher wie Wärmepumpen oder Elektrofahrzeuge gegebenenfalls zeitgleich ihren Stromverbrauch und belasten somit die Stromnetze (siehe Handlungsfeld 4). Gleichzeitig stehen immer weniger konventionelle Kraftwerke zur Verfügung und neue Anbieter übernehmen Systemdienstleistungen zur Wahrung der Netzstabilität.

**Der Netzausbau bleibt zentral.** Ein gut funktionierender Strommarkt braucht starke Netze. Die Marktakteure müssen so handeln können, als ob keine Netzengpässe innerhalb der einheitlichen Preiszone in Deutschland bestünden. Gleichzeitig kann nur ein gut ausgebautes Netz den Strom, wie er innerhalb der einheitlichen Preiszone gekauft und verkauft wurde, auch tatsächlich vom Erzeuger zum Verbraucher transportieren. Die Netzentwicklungsplanung und der Bundesbedarfsplan stellen den für dieses Ziel notwendigen Netzausbau fest.

**Der Strommarkt 2.0 soll Netz und Markt koordinieren.** Durch eine gute Koordination können die Herausforderungen der Energiewende für Markt und Netz gemeinsam gemeistert werden. Systemstabilität ist ein hohes Gut und in jedem Fall zu gewährleisten.

- **Netzbetreiber müssen neue Aufgaben wahrnehmen und diese stärker miteinander koordinieren.** Aus den Verteilernetzen wird vermehrt Strom in höher gelagerte Netzebenen gespeist. Dabei müssen die Verteilernetzbetreiber ihr Netz zunehmend aktiv managen. Ihre Rolle wird dadurch komplexer und verantwortungsvoller. Daher sollte geprüft werden, ob das derzeitige System der Differenzbilanzkreise – also das System, mit dem Verteilernetzbetreiber Abweichungen von nicht-leistungsgemessenen Kunden wie etwa Haushaltskunden in ihren Netzen bewirtschaften – diesen Herausforderungen gerecht wird. Intelligente Messsysteme können Verteilernetzbetreiber unterstützen, die wachsenden Anforderungen an eine stabile Netzbetriebsführung zu erfüllen. Zudem erfordert die zunehmende Systemrelevanz der Erzeuger und Verbraucher auf niedrigeren Spannungsebenen eine intensivere Kooperation zwischen Vermarktern, Verteilernetzbetreiber und Übertragungsnetzbetreibern. Es ist daher nötig, ihre Rollen klarer zu definieren und die erforderlichen Kommunikationsprozesse zu optimieren (dena 2014).
- **Netz- und Marktinstrumente sollten stärker aufeinander abgestimmt werden.** Im gegenwärtigen Marktdesign hat sich eine Vielzahl von Produkten und Instrumenten entwickelt, die das Marktgeschehen unterstützen oder Markt und Netz absichern: Neben den kurzfristigen Spotmärkten und Regelleistungsmärkten existieren beispielsweise Redispatch- und Einspeisemanagement-Maßnahmen und die Netzreserve. Auf unteren Spannungsebenen werden die Netzbetreiber voraussichtlich verstärkt Speicher und andere Flexibilitätsoptionen für Systemdienstleistungen einsetzen. Grundsätzlich gilt: Je weniger Instrumente und Produkte dieselben Ziele verfolgen, desto geringer sind tendenziell die Kosten. Daher sollten zukünftig netzdienliche Instrumente und Marktprodukte stärker aufeinander abgestimmt werden. Flexibilitätsdienstleistungen müssen auch transparent definiert und möglichst harmonisiert werden. Darüber hinaus sollen Hemmnisse für eine effiziente Energienutzung abgebaut werden. So können Synergien genutzt werden. Die Verschränkung der Kapazitätsreserve und der Netzreserve ist hierfür ein gutes Beispiel (siehe Maßnahme 19).

# Teil IV:

## Weiteres Verfahren



**Das BMWi diskutiert das Weißbuch mit den relevanten Akteuren.** Hierzu lädt das BMWi zu einer Diskussionsveranstaltung im Rahmen der Plattform Strommarkt noch im Sommer 2015 ein. Insbesondere die Maßnahmen für den Strommarkt 2.0 werden vertieft diskutiert. Die Plattform Strommarkt hat ihre Arbeit in der Vorbereitung auf das Grünbuch im Sommer 2014 begonnen. Sie umfasst vier fachspezifische Arbeitsgruppen und ein Plenum. Weitere Informationen finden sich auf der Internetseite des BMWi.<sup>11</sup>

**Das BMWi erörtert das Weißbuch mit den Bundestagsfraktionen, den Ländern, den Nachbarstaaten und der Europäischen Kommission.** Der Dialog mit den Nachbarländern hat im Sommer 2014 in einer hochrangigen Arbeitsgruppe unter Leitung des zuständigen Staatssekretärs im BMWi begonnen. Bisher haben die Teilnehmer vor allem Fragen der Versorgungssicherheit behandelt und eine intensivere Kooperation auf regionaler Ebene vereinbart.

**Auf das Weißbuch folgt die notwendige Rechtsetzung.** Noch in diesem Jahr werden die Regelungsvorschläge für die entsprechenden Änderungen auf Gesetzes- und Verordnungsebene auf die Weißbuch-Maßnahmen folgen. Kern dieses Rechtsetzungspakets wird das Strommarktgesetz sein. Als Artikelgesetz wird es insbesondere das Energiewirtschaftsgesetz ändern. Der Entwurf des Strommarktgesetzes soll im vierten Quartal dieses Jahres im Kabinett beschlossen werden. Das entsprechende Gesetzgebungsverfahren soll im Frühjahr 2016 abgeschlossen werden.

11 <http://www.bmwi.de/DE/Themen/Energie/Strommarkt-der-Zukunft/plattform-strommarkt.html>

# Fachliche Unterstützung

Die Kommunikations- und Dialogberatung IFOK GmbH hat das BMWi zusammen mit International Energy Transition (IET), r2b energy consulting, Energy Brainpool, Ecofys und BET bei der Auswertung der Konsultation unterstützt. Katharina Grave von Ecofys hat das Weißbuch lektoriert.

Zudem haben Experten verschiedener Beratungsunternehmen und wissenschaftlicher Einrichtungen das Weißbuch fachlich begleitet (in alphabetischer Reihenfolge):

- Dr. David Jacobs, IET – International Energy Transition
- Thomas Langrock, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung
- Thorsten Lenck, Energy Brainpool
- Dr.-Ing. Christoph Maurer, Consentec
- Dr. Christian Nabe, Ecofys
- Dr. Marco Nicolosi, Connect Energy Economics
- Markus Peek, r2b energy consulting
- Dr. Jens Perner, Frontier Economics
- Lukas Schuffelen, BET Büro für Energiewirtschaft und technische Planung
- Dr. Frank Sensfuß, Fraunhofer ISI

# Abkürzungsverzeichnis

50Hertz	50Hertz Transmission GmbH
8KU	8KU GmbH
AmCham Germany	American Chamber of Commerce in Germany e.V.
Amprion	Amprion GmbH
ARGE Netz	ARGE Netz GmbH & Co. KG
Baden-Württemberg	Ministerium für Umwelt, Klima und Energiewirtschaft
BASF	BASF SE
Bayern	Bayerisches Staatsministerium für Wirtschaft und Medien, Energie und Technologie
BDEW	BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.
BDI	Bundesverband der deutschen Industrie e.V.
BEE	Bundesverband Erneuerbare Energie e.V.
Berlin	Senatsverwaltung für Stadt und Umwelt des Landes Berlin
BFE Schweiz und weitere	Bundesamt für Energie, Eidgenössisches Departement für Umwelt, Verkehr, Energie und Kommunikation und Eidgenössische Elektrizitätskommission Schweiz
BKartA	Bundeskartellamt
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BNE	Bundesverband Neue Energiewirtschaft e.V.
BNetzA	Bundesnetzagentur
Brandenburg	Ministerium für Wirtschaft und Energie Brandenburg
BUND	Bund für Umwelt und Naturschutz Deutschland e.V.
BVES	Bundesverband Energiespeicher e.V.
BVMW	Bundesverband mittelständische Wirtschaft, Unternehmerverband Deutschlands e.V.
BWE	Bundesverband WindEnergie e.V.
BWP	Bundesverband Wärmepumpe e.V.
Caterva	Caterva GmbH
ChemCoast	ChemCoast e.V.
DGB	Deutscher Gewerkschaftsbund
DIHK	Deutscher Industrie- und Handelskammertag e.V.
DIW	Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung e.V.
E.ON	E.ON Energie Deutschland GmbH
e2m	Energy2market GmbH
e-control	Energie-Control Austria für die Regulierung der Elektrizitäts- und Erdgaswirtschaft (E-Control)
EEX	European Energy Exchange AG
EFET	Verband Deutscher Gas- und Stromhändler e.V.
EIKE	Europäisches Institut für Klima und Energie
EnBW	EnBW Energie Baden-Württemberg AG
Energetische Biomassenutzung	Förderprogramm „Energetische Biomassenutzung“, DBFZ Deutsches Biomasseforschungszentrum gemeinnützige GmbH
EnerNoc	EnerNOC Inc.
EPEX SPOT	EPEX SPOT SE
EUROSOLAR	EUROSOLAR e.V.
Evonik	Evonik Industries AG
EWE	EWE Aktiengesellschaft
FÖS	Forum Ökologisch-Soziale Marktwirtschaft

Fraunhofer IWES	Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik
GDF SUEZ	GDF SUEZ Energie Deutschland AG
GEODE	GEODE AISBL
Greenpeace	Greenpeace e. V.
GVSt	Gesamtverband Steinkohle e. V.
Hamburg	Behörde für Stadtentwicklung und Umwelt Hamburg
Hessen	Hessisches Ministerium für Wirtschaft, Energie, Verkehr und Landesentwicklung
IASS	Institute for Advanced Sustainability Studies Potsdam e. V.
IG BCE	Industriegewerkschaft Bergbau, Chemie, Energie
IG Metall	Industriegewerkschaft Metall
Klima-Bündnis	Climate Alliance of European Cities with Indigenous Rainforest Peoples/Alianza del Clima e. V.
Mecklenburg-Vorpommern	Ministerium für Energie, Infrastruktur und Landesentwicklung Mecklenburg-Vorpommern
MIBRAG	Mitteldeutsche Braunkohlengesellschaft mbH
NABU	Naturschutzbund Deutschland e. V.
Next Kraftwerke	Next Kraftwerke GmbH
Niedersachsen	Niedersächsisches Ministerium für Umwelt, Energie und Klimaschutz
Nordrhein-Westfalen	Landesregierung Nordrhein-Westfalen
Oesterreichs Energie	Österreichs E-Wirtschaft
Öko-Institut	Öko-Institut e. V.
Piratenpartei	Piratenpartei Deutschland
RAP	The Regulatory Assistance Project
Repower	Repower AG, Poschiavo, und Repower GuD Leverkusen GmbH & Co. KG
Rheinland-Pfalz	Ministerium für Wirtschaft, Klimaschutz, Energie und Landesplanung Rheinland-Pfalz
RWE	RWE AG
Saarland	Ministerium für Wirtschaft, Arbeit, Energie und Verkehr Saarland
Sachsen	Staatsministerium für Wirtschaft, Arbeit und Verkehr
Sachsen-Anhalt	Ministerium für Wissenschaft und Wirtschaft des Landes Sachsen-Anhalt
Schleswig-Holstein	Ministerium für Energiewende, Landwirtschaft, Umwelt und ländliche Räume des Landes Schleswig-Holstein
SRU	Sachverständigenrat für Umweltfragen
Stadtwerke Duisburg	Stadtwerke Duisburg AG
Statkraft	Statkraft Germany GmbH
Statnett	Statnett SF
Statoil	Statoil ASA
TenneT	TenneT TSO GmbH
Thüga	Thüga Aktiengesellschaft
Thüringen	Ministerium für Umwelt, Energie und Naturschutz Thüringen
TransnetBW	TransnetBW GmbH
Trianel	Trianel GmbH

UBA	Umweltbundesamt
VCI	Verband der Chemischen Industrie e. V.
VDMA	Verband Deutscher Maschinen- und Anlagenbau e. V.
ver.di	Vereinte Dienstleistungsgewerkschaft
VGB PowerTech	VGB PowerTech e. V.
VIK	Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e. V.
VKU	Verband kommunaler Unternehmen e. V.
vzbv	Verbraucherzentrale Bundesverband e. V.
Wacker	Wacker Chemie AG
Wärtsilä	Wärtsilä Power Plants
WV Stahl	Wirtschaftsvereinigung Stahl
WVM	Wirtschaftsvereinigung Metalle e. V.
WWF	WWF Deutschland
ZVEI	Zentralverband Elektrotechnik- und Elektronikindustrie e. V.
ZVKKW	Zentralverband Kälte Klima Wärmepumpen

# Quellenverzeichnis

**AG Interaktion (2012):** Bericht der AG 3 Interaktion an den Steuerungskreis der Plattform Erneuerbare Energien, die Bundeskanzlerin und die Ministerpräsidentinnen und Ministerpräsidenten der Länder

**Agora (2015):** Die Sonnenfinsternis 2015: Vorschau auf das Stromsystem 2030. Herausforderungen für die Stromversorgung in Systemen mit hohen Anteilen an Wind- und Solarenergie; Agora Energiewende

**BET (2015):** Regelleistungsbereitstellung mit regelbaren Lasten in einem Energieversorgungssystem mit wachsendem Anteil Erneuerbarer Energien; Büro für Energiewirtschaft und technische Planung GmbH im Auftrag des Umweltbundesamtes – **unveröffentlicht**

**BMWi (2014a):** Smart Energy made in Germany. Erkenntnisse zum Aufbau und zur Nutzung intelligenter Energiesysteme im Rahmen der Energiewende; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie im Rahmen des Förderprogramms E-Energy – IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft

**BMWi (2014b):** Ein Strommarkt für die Energiewende. Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch); Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

**BMWi (2015a):** Baustein für die Energiewende: 7 Eckpunkte für das „Verordnungspaket Intelligente Netze“; Stand 15.06.2015, abrufbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-fuer-das-verordnungspaket-intelligente-netze,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

**BMWi (2015b):** Eckpunkte-Papier „Strommarkt“; Stand 15.06.2015, abrufbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/E/eckpunkte-papier-strommarkt,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

**BMWi (2015c):** Gesamtausgabe der Energiedaten – Datensammlung des BMWi; Letzte Aktualisierung: 16.03.2015, abrufbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/Binaer/energie-daten-gesamt,property=blob,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.xls>

**BMWi (2015d):** Industrie 4.0 und Digitale Wirtschaft. Impulse für Wachstum, Beschäftigung und Innovation; Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

**BMWi (2015e):** sMobiliTy – Smart Mobility Thüringen im Rahmen des Förderprogramms E-Energy – IKT-basiertes Energiesystem der Zukunft; Stand 16.06.2015, abrufbar unter <http://www.ikt-em.de/de/sMobiliTy.php>

**Bundeskartellamt (2015):** Stellungnahme des Bundeskartellamtes zum Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“; Stand 16.06.2015, abrufbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Stellungnahmen-Gruenbuch/150227-bundeskartellamt,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

**Connect (2014):** Endbericht Leitstudie Strommarkt. Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns; Connect Energy Economics GmbH im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

**Connect (2015a):** Endbericht Leitstudie Strommarkt 2015; Connect Energy Economics GmbH im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

**Connect (2015b):** Aktionsplan Lastmanagement. Endbericht einer Studie von Connect Energy Economics im Auftrag von Agora Energiewende

**Consentec, r2b (2015):** Versorgungssicherheit in Deutschland und seinen Nachbarländern: länderübergreifendes Monitoring und Bewertung; Consentec GmbH, r2b energy consulting im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

**dena (2014):** dena-Studie Systemdienstleistungen 2030. Sicherheit und Zuverlässigkeit einer Stromversorgung mit hohem Anteil erneuerbarer Energien; Deutsche Energie-Agentur GmbH

**Energy Brainpool (2013):** Vergleichende Untersuchung aktueller Vorschläge für das Strommarktdesign mit Kapazitätsmechanismen; Energy Brainpool GmbH & Co. KG im Auftrag des Bundesministeriums für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit

**Energy Brainpool (2014):** Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen. Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen – und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz; Energy Brainpool GmbH & Co. KG im Auftrag von Agora Energiewende

**ENTSO-E (2014):** Scenario Outlook and Adequacy Forecast 2014 – 2030; European Network of Transmission System Operators for Electricity

**Erklärung der 12 elektrischen Nachbarn – Joint Declaration for Regional Cooperation on Security of Electricity Supply in the Framework of the Internal Energy Market;** Stand 15.06.2015, abrufbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/J-L/joint-declaration-for-regional-cooperation-on-security-of-electricity-supply-in-the-framework-of-the-internal-energy-market,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

**EEX (2015):** Stellungnahme der European Energy Exchange AG zum Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“; Stand 16.06.2015, abrufbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Stellungnahmen-Gruenbuch/150227-eex,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

**EPEX SPOT (2015):** Stellungnahme der EPEX SPOT zum Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“; Stand 16.06.2015, abrufbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Stellungnahmen-Gruenbuch/150227-epex-spot,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

**FENES et al. (2014):** Stromspeicher in der Energiewende. Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz; Forschungsstelle für Energienetze und Energiespeicher, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, ef.Ruhr GmbH, Institut für Stromrichtertechnik und Elektrische Antriebe im Auftrag von Agora Energiewende

**FENES OTH (2015):** Der positive Beitrag dezentraler Batteriespeicher für eine stabile Stromversorgung; Forschungsstelle Energienetze und Energiespeicher (FENES) OTH Regensburg, Kurzstudie im Auftrag von BEE e. V. und Hannover Messe, Regensburg/Berlin/Hannover

**Fraunhofer ISE (2013):** Stromgestehungskosten Erneuerbare Energien; Fraunhofer-Institut für Solare Energiesysteme ISE, Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik

**Fraunhofer ISI (2014):** Aktualisierung der Berechnungen für die Präsentation von Dr. Sensfuß im Rahmen der AG 3 Interaktion 2012

**Fraunhofer IWES et al. (2014):** Roadmap Speicher. Speicherbedarf für erneuerbare Energien – Speicheralternativen – Speicheranreiz – Überwindung rechtlicher Hemmnisse; Fraunhofer-Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik, Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft, Stiftung Umweltenergierecht im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

**Fraunhofer IWES (2015a):** Stellungnahme des Fraunhofer-Institutes für Windenergie und Energiesystemtechnik zum Grünbuch „Ein Strommarkt für die Energiewende“, Stand 16.06.2015, abrufbar unter <http://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/Stellungnahmen-Gruenbuch/150226-fraunhofer-iwes-energiesystemtechnik,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

**Fraunhofer IWES et al. (2015b):** Präsentationen zum Abschlussworkshop des Forschungsprojektes „Interaktion EE-Strom, Wärme und Verkehr“; Stand: 16.06.2015, abrufbar unter [http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/de/presse-infothek/Presse-Medien/Pressemitteilungen/2015/strom\\_waerme\\_interaktion.html](http://www.energiesystemtechnik.iwes.fraunhofer.de/de/presse-infothek/Presse-Medien/Pressemitteilungen/2015/strom_waerme_interaktion.html)

**Frontier, Consentec (2014):** Folgenabschätzung Kapazitätsmechanismen (Impact Assessment); Frontier Economics Ltd., Consentec GmbH im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

**Frontier, Formaet (2014):** Strommarkt in Deutschland – Gewährleistet das derzeitige Marktdesign Versorgungssicherheit?; Frontier Economics Ltd., Formaet Services GmbH im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

**IAEW et al. (2014):** Moderne Verteilernetze für Deutschland (Verteilernetzstudie). Abschlussbericht; Institut und Lehrstuhl für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW) der RWTH Aachen, Oldenburger Institut für Informatik (OFFIS), E-Bridge Consulting GmbH im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

**Next Kraftwerke & DHSV (2015):** Next Kraftwerke macht Deiche smart; Stand 12.05.2015, abrufbar unter <https://www.next-kraftwerke.de/neues/next-kraftwerke-macht-deiche-smart>

**Ockenfels (2011):** Experimente mit der Versorgungssicherheit können außerordentlich teuer werden, Interview mit Ockenfels, Axel in: Energiewirtschaftliche Tagesfragen (2011, Heft 9)

**Pentalaterales Energieforum (2015):** Generation Adequacy Assessment; Energy Forum, Support Group 2, abrufbar unter <https://www.bmwi.de/BMWi/Redaktion/PDF/G/gemeinsamer-versorgungssicherheitsbericht,property=pdf,bereich=bmwi2012,sprache=de,rwb=true.pdf>

**Prognos (2013):** Entwicklung von Stromproduktionskosten. Die Rolle von Freiflächen-Solkraftwerken in der Energiewende; Prognos AG im Auftrag der BELECTRIC Solarkraftwerke GmbH

**r2b (2014):** Endbericht Leitstudie Strommarkt. Arbeitspaket Funktionsfähigkeit EOM & Impact-Analyse Kapazitätsmechanismen; r2b energy consulting im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie

**Schaufenster Elektromobilität (2015):** Schaufenster Elektromobilität – Über das Programm; Stand 16.06.2015; abrufbar unter [http://schaufenster-elektromobilitaet.org/de/content/ueber\\_das\\_programm/foerderung\\_schaufensterprogramm/foerderung\\_schaufensterprogramm\\_1.html](http://schaufenster-elektromobilitaet.org/de/content/ueber_das_programm/foerderung_schaufensterprogramm/foerderung_schaufensterprogramm_1.html)

**ÜNB (2014):** Bericht der deutschen Übertragungsnetzbetreiber zur Leistungsbilanz 2014 nach EnWG § 12 Abs. 4 und 5; 50Hertz, Amprion, TenneT, TransnetBW









