

---

# Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen

---

Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen –  
und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz

---

**ANALYSE**

---

**Agora**  
Energiewende



---

# Negative Strompreise Ursachen und Wirkungen

---

## IMPRESSUM

---

### ANALYSE

Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen  
Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen –  
und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz

### ERSTELLT IM AUFTRAG VON

Agora Energiewende  
Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

Projektleitung:  
Dr. Patrick Graichen

Ansprechpartner:  
Dr. Thies F. Clausen  
[thies.clausen@agora-energiewende.de](mailto:thies.clausen@agora-energiewende.de)

### AUTOREN

Philipp Götz  
Dr. Johannes Henkel  
Thorsten Lenck  
Dr. Konstantin Lenz  
Energy Brainpool GmbH & Co. KG  
Heylstraße 33 | 10825 Berlin

Satz:  
Maren Rabe, [www.marenrabe.com](http://www.marenrabe.com)  
Lydia Glienke

Korrektur:  
infotext GbR, Berlin

Titelbild:  
James Thew @ Fotolia.com

### 035/01-A-2014/DE

Korrigierte Version  
Veröffentlichung: Juni 2014

---

---

# Vorwort

---

Liebe Leserin, lieber Leser,

im vergangenen Jahr ist es an der Strombörse immer wieder zu negativen Strompreisen gekommen. Dies bedeutet, dass in diesen Stunden Stromproduzenten dafür Geld bezahlt haben, dass Verbraucher ihnen den Strom abgekauft haben. Zwischen Dezember 2012 und Dezember 2013 war dies an genau 97 Stunden der Fall, mit einem durchschnittlichen negativen Preis von minus 41 Euro je Megawattstunde. Auch in den ersten Monaten des Jahres 2014 ist diese Situation schon mehrfach aufgetreten, verstärkt auch tagsüber. Landläufig werden negative Strompreise auf ein Überangebot an Strom aus Erneuerbaren Energien zurückgeführt. Der Blick auf 2013 zeigt jedoch, dass der Erneuerbaren-Anteil an der Stromerzeugung in keiner Stunde die 65 %-Marke überschritten hat – mithin die Erneuerbaren Energien nie mehr Strom produziert haben als zeitgleich verbraucht wurde.

Insofern stellt sich die Frage, welche anderen Faktoren die negativen Preise erklären können. Wir haben Energy Brainpool daher beauftragt, diese Frage genauer zu untersuchen – und die Antwort halten Sie in Ihren Händen. Hierbei sind interessante und auch überraschende Ergebnisse zu Tage getreten. Kurz zusammengefasst ist die Ursache in der mangelnden Flexibilität des Stromsystems zu suchen. Da diese mangelnde Flexibilität die Verbraucher in Form einer höheren EEG-Umlage belastet, besteht Handlungsbedarf auch auf regulatorischer Seite, um die Flexibilität zu befördern.

Ich wünsche Ihnen eine anregende Lektüre!  
Ihr Patrick Graichen  
Direktor Agora Energiewende

## Die Ergebnisse auf einen Blick

1.

**Negative Strompreise sind per se nichts Schlechtes, sie belasten aber die EEG-Umlage erheblich.** Denn auch in Stunden negativer Strompreise wird der Strom aus Erneuerbaren Energien am Spotmarkt vermarktet. Zwischen Dezember 2012 und Dezember 2013 hat dies das EEG-Konto mit knapp 90 Mio. Euro belastet.

2.

**Negative Strompreise haben ihre Ursache in der mangelnden Flexibilität des konventionellen Kraftwerksparks.** In Zeiten hoher Wind- und Solarstromproduktion haben Kernkraftwerke, Braunkohlekraftwerke und KWK-Anlagen ihre Erzeugung nur teilweise reduziert, sodass es – obwohl die Erneuerbaren Energien in den Spitzenstunden nie mehr als 65 % des Stroms produziert haben – zu Stromüberschüssen kam.

3.

**Ohne eine deutliche Flexibilisierung von Kraftwerken und Großverbrauchern werden die Stunden mit negativen Strompreisen drastisch zunehmen.** Wenn auch weiterhin etwa 20–25 GW konventionelle Kraftwerke rund um die Uhr Strom produzieren, wird die Zahl negativer Strompreise von 64 Stunden im Jahr 2013 auf über 1.000 Stunden bis 2022 steigen.

4.

**Mit einem Flexibilitätsgesetz sollten zügig bestehende Flexibilitäts-Hemmnisse abgebaut werden.** Derzeit verhindern verschiedene Regeln im Bereich der Systemdienstleistungen sowie im Energierecht eine größere Flexibilität des konventionellen Kraftwerksparks und der Stromnachfrageseite.

---

# Kernergebnisse und Handlungsempfehlungen

---

## Kernergebnisse und Handlungsempfehlungen für Entscheidungsträger von Agora Energiewende

### **1. Negative Strompreise sind per se nichts Schlechtes, sie belasten aber die EEG-Umlage erheblich.**

Negative Preise am Strommarkt sind die konsequente Weiterführung des marktwirtschaftlichen Prinzips, dass Angebot und Nachfrage den Preis bestimmen. Negative Strompreise erhöhen die Anreize für Kraftwerksbetreiber und Stromnachfrager, ihre Anlagen zu flexibilisieren und sind insofern grundsätzlich ein gutes Steuerungssignal. Allerdings haben negative Preise am Spotmarkt eine erhebliche Belastungswirkung für die EEG-Umlage. Denn auch in Stunden negativer Strompreise wird der Strom aus Erneuerbaren Energien am Spotmarkt vermarktet. Zwischen Dezember 2012 und Dezember 2013 hat dies das EEG-Konto mit knapp 90 Mio. Euro belastet. Bei steigenden Anteilen der Erneuerbaren Energien kann diese Summe schnell deutlich größer werden.

### **2. Negative Strompreise haben ihre Ursache nicht in einem Überschuss an Erneuerbaren Energien, sondern in der mangelnden Flexibilität von Kernkraftwerken, Braunkohle-Kraftwerken und KWK-Anlagen.**

Die Analyse der 97 Stunden mit negativen Strompreisen zwischen Dezember 2012 und Dezember 2013 zeigt, dass in diesen Stunden der Erneuerbaren-Anteil selbst bei Starkwind bzw. hoher Solarstromproduktion zu keinem Zeitpunkt mehr als 65 % des Stromverbrauchs ausgemacht hat. In diesen Zeiten wurden, wie man es betriebswirtschaftlich erwarten würde, Gas- und Steinkohlekraftwerke in ihrer Stromproduktion auf nahe Null gedrosselt. Die Kernkraftwerke haben jedoch auch in Zeiten negativer Preise ihre Leistung nur um 35 % reduziert, bei den Braunkohlekraftwerken lag dieser Wert bei 50–60 %. Zudem haben wärmegeführte KWK-Anlagen weiterhin Strom produziert. Im Ergebnis waren immer 20–25 GW konventionelle Kraftwerke am Stromnetz. Die Ursachen hierfür liegen u. a. in den betriebswirtschaftlichen An- und Abfahrkosten dieser

Kraftwerke, den aktuellen Regelungen für die Bereitstellung von Systemdienstleistungen sowie dem Gebotsdesign an der EPEX.

Da inzwischen ein großer Teil der Windenergieanlagen in der Direktvermarktung ist, werden diese bei negativen Preisen ab etwa minus 65 Euro/MWh in ihrer Stromproduktion abgeregelt. In den Zeiten negativer Preise herrscht insofern eine Stromüberschuss-Situation aufgrund der 20–25 GW inflexiblen konventionellen Kraftwerke – mit der Folge, dass erneuerbarer Strom, der zu Grenzkosten von Null zur Verfügung stünde, abgeregelt wird.

### **3. Ohne eine deutliche Flexibilisierung von konventionellen Kraftwerken und der Stromnachfrage werden die Stunden mit negativen Strompreisen drastisch zunehmen.**

Im Jahr 2022 wird die Zahl der Stunden, in denen die Erneuerbaren Energien 65 % und mehr der Last abdecken, nach Berechnungen von Energy Brainpool auf etwa 1.200 steigen. Der Anteil von 65 % entspricht in etwa dem Anteil, den die erneuerbaren Energien in den Stunden mit negativen Strompreisen 2013 hatten. Wenn also auch weiterhin etwa 20–25 GW konventionelle Kraftwerke inflexibel sind, d. h. rund um die Uhr Strom produzieren, und auch die Stromnachfrage nicht entsprechend flexibel reagiert, wird die Zahl negativer Strompreise von etwa 65 Stunden im Jahr 2013 auf über 1.000 Stunden bis 2022 steigen. Dies hätte zur Folge, dass zum einen hohe Mengen an Erneuerbaren Energien, die in der Direktvermarktung sind, abgeregelt würden. Zum anderen würde die EEG-Umlage deutlich ansteigen, da die Übertragungsnetzbetreiber negative Verkaufserlöse bei der Vermarktung der Erneuerbaren-Energien-Strommengen in diesen Stunden hätten und es zu steigenden Differenzenkosten bei den Erneuerbaren-Energien-Anlagen käme, die in der Direktvermarktung sind. Beides ist aus gesamtwirtschaftlicher Sicht ineffizient.

---

# Kernergebnisse und Handlungsempfehlungen

---

## **4. Die mangelnde Flexibilität hat auch regulatorische Ursachen. Mit einem Flexibilitätsgesetz sollten zügig bestehende Flexibilitäts-Hemmnisse abgebaut werden.**

Derzeit verhindern verschiedene Regeln eine größere Flexibilität des konventionellen Kraftwerksparks und der Stromnachfrageseite – und sind so ein Teil der Ursache der negativen Strompreise. In einem kurzfristig auszuarbeitenden Artikelgesetz bzw. durch eine Überarbeitung der entsprechenden Regularien für Systemdienstleistungen sollten diese Regelungen geändert werden, damit die Marktakteure ihre Flexibilitätpotenziale entfalten können.

Zu einem solchen Flexibilitätsgesetz sollte u. a. gehören:

### **A. Wettbewerb um Systemdienstleistungen modernisieren**

Der Regelleistungsmarkt führt zu einem hohen Anteil an konventioneller Must-Run-Leistung, da Kraftwerke, die zur Regelleistungsbereitstellung vertraglich verpflichtet wurden, rund um die Uhr laufen müssen, um im Bedarfsfall ihre Erzeugung kurzfristig zu reduzieren (negative Regelenergie) oder zu erhöhen (positive Regelenergie). Es gilt daher vordringlich, diesen zu reformieren, u. a. durch

- Stärkung des Ausgleichsenergiepreissystems: Ein großer Teil der Bilanzkreisverantwortlichen optimiert seine Bilanzkreise noch nicht im Intraday-Handel, da die Kosten für die Ausgleichsenergie bei Bilanzkreisabweichungen relativ gering ausfallen. Dies führt zu einem erhöhten Regelleistungsbedarf – und erhöht somit auch die Must-Run-Kapazitäten konventioneller Kraftwerke. Eine Erhöhung der Kosten für benötigte Ausgleichsenergie, beispielsweise durch Einbezug der Kosten für die Vorhalteleistung oder durch die Einführung administrativer Pönalen würde den kurzfristigen Intraday-Handel stärken und den Regelleistungsbedarf senken.
- Ausschreibungs- und Bereitstellungszeiträume für Regelenergie verkürzen: Derzeit werden die Ausschreibungen für die Regelleistungen mit einem Vorlauf von 5 bis 12 Tagen vor Leistungserbringung durchgeführt – mit hin viel zu früh, um mit Hilfe von Wetterprognosen die Wind- und Solarstromproduktion (und damit die Spotmarktpreise) zu diesem Zeitpunkt zu prognostizieren.

Diese Must-Run-Leistung kann reduziert werden, wenn eine stärkere betriebswirtschaftliche Optimierung zwischen flexiblen und inflexiblen Kraftwerken stattfindet, in dem die Ausschreibungs- und Bereitstellungszeiträume für Regelleistung so verkürzt werden, dass eine Optimierung mit den Geboten am Day-Ahead-Spotmarkt erfolgen kann.

- Erneuerbare Energien in den Markt der Regelleistung integrieren: Die Präqualifikationsbedingungen für die Teilnahme an den verschiedenen Regelleistungsmärkten müssen so angepasst werden, dass Erneuerbare Energien daran teilnehmen können und so in Konkurrenz zu den fossilen Kraftwerken treten können. Damit direkt vermarktete Wind- und PV-Anlagen an den Regelleistungsmärkten teilnehmen können, ist zudem die unter ii) genannte Verkürzung der Ausschreibungs- und Bereitstellungszeiträume notwendig.
- Blindleistung must-run-frei beschaffen: Die Netzbetreiber sollten verpflichtet werden, die für die Stabilität des Stromnetzes notwendige Blindleistung vorrangig must-run-frei zu beschaffen. Dazu können sie u. a. Blindleistung aus Erneuerbaren Energien und aus Netzbetriebsmitteln (z. B. Blindleistungskompensatoren oder Phasenschiebergeneratoren) nutzen.

### **B. KWK-Anlagen flexibilisieren und Power-to-Heat ermöglichen**

- Wärmespeicher fördern: Die Stromproduktion aus KWK-Anlagen kann flexibilisiert werden, wenn KWK-Anlagen mit Wärmespeichern ausgerüstet sind. So können sie den Wärmespeicher dann füllen, wenn die Strompreise an der Börse hoch sind – und die Wärmekunden in Zeiten niedriger Strompreise mit Wärme aus dem Speicher versorgen, ohne dann Strom produzieren zu müssen.
- KWK-Eigenverbrauch mit Börsenstrompreis synchronisieren: Viele Betreiber industrieller KWK-Anlagen können etwaige Vorteile aus Situationen mit negativen Strompreisen nicht nutzen, weil die Entgelt- und Abgabenbefreiungen für Eigenverbrauch dieses Signal verzerrt. Die Ausnahmeregelungen sollten daher so angepasst werden, dass auch diese Anlagen ihre Produktion am Spotmarkt ausrichten und in Zeiten negativer Preise die

---

# Kernergebnisse und Handlungsempfehlungen

---

eigene Produktion stoppen und stattdessen den Überschussstrom von der Börse beziehen.

- Power-to-Heat bei negativen Strompreisen ermöglichen: In Zeiten von negativen Strompreisen ist es darüber hinaus sinnvoll, wenn die KWK-Anlagen ihren Wärmebedarf über Elektrodenheizkessel („Tauchsieder“) decken und so zusätzlichen Strom verbrauchen. So wird verhindert, dass Erneuerbare-Energien-Anlagen im Rahmen der Direktvermarktung aberegelt werden, d. h. es wird ansonsten aberegelter erneuerbarer Strom sinnvoll verwendet und die EEG-Umlage für alle Stromkunden reduziert. Hierfür müssten Power-to-Heat-Anlagen in Zeiten negativer Strompreise allerdings von der Zahlung der EEG-Umlage befreit werden, da sie sonst nicht zum Zuge kämen.

## **C. EEG-Umlage-Struktur reformieren und Erneuerbare-Energien-Anlagen flexibilisieren**

- Dynamische EEG-Umlage: Die EEG-Umlage verzerrt das Börsenpreissignal, das beim Endkunden ankommt, massiv – und verhindert so eine flexibleres Verhalten von Stromnachfragern und Eigenerzeugern. Wenn die EEG-Umlage dynamisch an den Börsenstrompreis gekoppelt wird, ist genau das Gegenteil der Fall – und Flexibilität wird belohnt. Während sich für die meisten Kunden nichts ändern würde, da die durchschnittliche EEG-Umlage konstant bliebe, könnten flexible Stromnachfrager ihre EEG-Umlagebelastung reduzieren. Zudem würden Eigenerzeuger in Zeiten von sehr niedrigen oder sogar negativen Strompreisen ihre Stromproduktion reduzieren und stattdessen Strom aus dem Netz beziehen.
- Biomasse flexibilisieren und stromgeführt betreiben: Biomasseanlagen produzieren derzeit fast rund um die Uhr, sie haben ähnlich hohe Volllaststunden wie Braunkohlekraftwerke. In Zukunft sollten Biomasseanlagen deutlich flexibler betrieben werden, d. h. die Volllaststunden sollten reduziert werden und die Produktionszeiten an das Börsen-Strompreissignal angepasst werden.

## **D. Die Nachfrage flexibler gestalten – Lastmanagement ermöglichen**

- Selbst bei negativen Börsenpreisen gibt es aufgrund der zusätzlich zu zahlenden Abgaben, Netzentgelte, EEG-Umlage und Stromsteuer nur geringe Anreize, die Nachfrage in diese Zeiten zu verlagern (Lastverschiebung).
- Netzentgeltstruktur für Großverbraucher reformieren: Die Netzentgelte sollten den Anreizen des Börsenpreissignals mindestens nicht zuwiderlaufen, ggf. diese sogar verstärken, um Lastmanagement rentabel zu machen. So sollten sich die Netzentgelte bei leistungsgemessenen Industrie- und Gewerbekunden nicht erhöhen, wenn diese ihre Nachfrage in Zeiten niedriger oder negativer Börsenstrompreise erhöhen. Zudem sollte die Netzentgeltreduktion für Großverbraucher zukünftig nicht mehr an die Bedingung eines gleichmäßigen Netzbezugs, sondern vielmehr an die Fähigkeit zur flexiblen Stromabnahme geknüpft werden.
- Spotmarkttarife für Endkunden ermöglichen: Bisher ist es jenseits von Großverbrauchern für mittlere und kleinere Kunden nicht möglich, ihren Verbrauch anhand des Spotmarktpreissignals zu optimieren. Die zunehmende Verbreitung von Smart Metern würde es jedoch auch mittleren und kleineren Endkunden ermöglichen, dies zu tun. Die entsprechenden Regelungen sind so zu gestalten, dass das im Energiewirtschaftsgesetz festgehaltene Pflichtangebot eines flexiblen Tarifs wirtschaftlich zumutbar wird, insbesondere durch Abschaffung von damit verbundenen Zusatzkosten.





---

# Inhalt

---

---

|          |   |           |
|----------|---|-----------|
| <b>1</b> | <b>Zusammenfassung</b>  | <b>11</b> |
| 1.1      | Erklärungsansätze für die negativen Preise 2012 und 2013                | 11        |
| 1.2      | Die weitere Entwicklung im Bereich negativer Preise                     | 12        |
| 1.3      | Handlungsempfehlungen   | 13        |
| <b>2</b> | <b>Einleitung und Fragestellung</b>                                     | <b>15</b> |
| 2.1      | Eine kurze Historie negativer Strompreise in Deutschland                | 16        |
| 2.2      | Wirkung EEG-vergüteter Strommengen auf negative Strompreise             | 18        |
| <b>3</b> | <b>Ziel und Methodik</b>  | <b>21</b> |
| <b>4</b> | <b>Mögliche Erklärungsansätze</b>                                       | <b>23</b> |
| 4.1      | Kurzfristige Grenzkosten  | 23        |
| 4.2      | Kosten für An- und Abfahrvorgänge                                       | 24        |
| 4.3      | Auktionierungsverfahren am Day-ahead-Markt der EPEX Spot                | 27        |
| 4.4      | Zur Systemstabilität notwendige Kapazitäten                             | 28        |
| 4.5      | Erzeugung aus Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung                          | 30        |
| 4.6      | Hemmnisse durch EE-Strom am Residualmarkt                               | 31        |
| 4.7      | Operative und technische Hemmnisse                                      | 32        |
| <b>5</b> | <b>Untersuchung ausgewählter Tage mit negativen Strompreisen</b>        | <b>43</b> |
| 5.1      | Verwendete Datenquellen   | 43        |
| 5.2      | Die Situation an den Weihnachtsfeiertagen 2012                          | 44        |
| 5.3      | Der 5. Januar 2012  | 50        |
| 5.4      | Die Situation am 24. März 2013  | 50        |
| 5.5      | Die Situation am 16. Juni 2013  | 55        |
| 5.6      | Die Situation in der Vorweihnachtszeit 2013 (22. bis 24. Dezember 2013) | 59        |
| 5.7      | Zwischenfazit   | 62        |
| <b>6</b> | <b>Negative Strompreise und Erneuerbare Energien</b>                    | <b>65</b> |
| 6.1      | Kosten für das EEG-System   | 65        |
| 6.2      | Abregelung Erneuerbarer Energien bei negativen Strompreisen             | 66        |
| <b>7</b> | <b>Schlussfolgerungen und Ausblick</b>                                  | <b>71</b> |
| <b>8</b> | <b>Quellenverzeichnis</b>   | <b>78</b> |

---

---

# Verzeichnisse

---

## Abbildungsverzeichnis

|                 |   |    |
|-----------------|---|----|
| Abbildung 2.1:  | Häufigkeit von Null- oder negativen Preisen in der EEX-/EPEX-Day-ahead-Auktion  | 16 |
| Abbildung 2.2:  | Auswertung von Stunden mit negativen Preisen in der EEX-/EPEX-Day-ahead-Auktion   | 17 |
| Abbildung 2.3:  | Limitierte Angebotsmengen in der Day-ahead-Auktion sowie Wind- und Solarstromprognose in der Weihnachtszeit 2012  | 19 |
| Abbildung 4.1:  | Grenzspotpreise bei Verteilung der vermiedenen Ab- und Wiederanfahrkosten auf eine unterschiedliche Anzahl von Stunden unterhalb der Grenzkosten bei Reduktion auf Minimallast unter Vernachlässigung technisch realisierbarer An- und Abfahrzeiten | 27 |
| Abbildung 4.2:  | Mittlere Ausgleichsenergiepreise (reBAP) für die Viertelstunden eines Tages im Zeitraum 1. Dezember 2012 bis 30. November 2013  | 38 |
| Abbildung 5.1:  | Windenergieerzeugung und Day-ahead-Preise am 25. und 26. Dezember 2012  | 45 |
| Abbildung 5.2:  | Erzeugung aus den unterschiedlichen Primärenergieträgern am 25. und 26. Dezember 2012<br>Quellen: ENTSO-E und EEX   | 45 |
| Abbildung 5.3:  | Verhältnis von Erzeugung und verfügbarer Kapazität für die Erzeugung aus Braunkohle und Kernkraft am 25. und 26. Dezember 2012  | 46 |
| Abbildung 5.4:  | Prognose am Vortag und Online-Hochrechnung der Übertragungsnetzbetreiber zur Einspeisung von Wind- und Photovoltaikstrom am 25. Dezember 2013   | 46 |
| Abbildung 5.5:  | Preisverlauf am EPEX-Intraday-Markt für ausgewählte Handelsstunden am 25. Dezember 2012   | 47 |
| Abbildung 5.6:  | Verhältnis von Erzeugung und verfügbarer Kapazität für die Erzeugung aus Steinkohle und Erdgas am 25. und 26. Dezember 2012   | 47 |
| Abbildung 5.7:  | Gesamtproduktion aus Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle und Erdgas am 25. und 26. Dezember 2012. Mögliche Produktion aus nicht erklärten Mengen wurde nicht berücksichtigt.  | 48 |
| Abbildung 5.8:  | Auktionskurve der EPEX für den 25. Dezember 2012, Stunde drei, Market Clearing Price (MCP) = -221,99 Euro/MWh, gehandeltes Volumen 29.999 MWh   | 48 |
| Abbildung 5.9:  | Vergleich der Stundenpreise im EPEX-Day-ahead-Markt und der maximalen, minimalen und gewichteten Durchschnittspreise im EPEX-Spot-Intraday-Markt am 25. und 26. Dezember 2012   | 49 |
| Abbildung 5.10: | Erzeugung aus Windkraftanlagen und Day-ahead-Preise am 5. Januar 2012   | 51 |
| Abbildung 5.11: | Erzeugung aus den unterschiedlichen Primärenergieträgern am 5. Januar 2012.<br>Quellen: ENTSO-E und EEX   | 51 |
| Abbildung 5.12: | Verhältnis von Erzeugung und verfügbarer Kapazität für die Erzeugung aus Braunkohle und Kernkraft am 5. Januar 2012   | 52 |
| Abbildung 5.13: | Gesamtproduktion aus Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle und Erdgas am 5. Januar 2012.<br>Mögliche Produktion aus nicht erklärten Mengen wurde nicht berücksichtigt.  | 52 |
| Abbildung 5.14: | Erzeugung aus Windkraftanlagen und Photovoltaiksystemen und Day-ahead-Preise am 24. März 2013   | 53 |
| Abbildung 5.15: | Erzeugung aus den unterschiedlichen Primärenergieträgern am 24. März 2013,<br>Quellen: ENTSO-E und EEX  | 53 |
| Abbildung 5.16: | Verhältnis von Erzeugung und verfügbarer Kapazität für die Erzeugung aus Braunkohle und Kernkraft am 24. März 2013  | 54 |
| Abbildung 5.17: | Gesamtproduktion aus Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle und Erdgas am 24. März 2013.<br>Mögliche Produktion aus nicht erklärten Mengen wurde nicht berücksichtigt.   | 55 |

---

# Verzeichnisse

---

|   |    |
|---|----|
| Abbildung 5.18: Erzeugung aus Windkraftanlagen und Photovoltaiksystemen und <i>Day-ahead</i> -Preise am 16. Juni 2013   | 56 |
| Abbildung 5.19: Erzeugung aus den unterschiedlichen Primärenergieträgern am 16. Juni 2013, Quellen: ENTSO-E und EEX   | 56 |
| Abbildung 5.20: Verhältnis von Erzeugung und verfügbarer Kapazität für die Erzeugung aus Braunkohle und Kernkraft am 16. Juni 2013  | 57 |
| Abbildung 5.21: <i>Day-ahead</i> -Strompreise in Deutschland und ausgewählten verbundenen Staaten am 16. Juni 2013  | 57 |
| Abbildung 5.22: Windenergieerzeugung und <i>Day-ahead</i> -Preise im Zeitraum vom 22. bis 24. Dezember 2013   | 60 |
| Abbildung 5.23: Erzeugung aus den unterschiedlichen Primärenergieträgern vom 22. bis 24. Dezember 2013, Datenquellen: ENTSO-E, EEX  | 60 |
| Abbildung 5.24: Verhältnis von Erzeugung und verfügbarer Kapazität für die Erzeugung aus Braunkohle und Kernkraft vom 22. bis 24. Dezember 2013   | 61 |
| Abbildung 5.25: Gesamtproduktion aus Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle und Erdgas vom 22. bis 24. Dezember 2013. Mögliche Produktion aus nicht erklärten Mengen wurde nicht berücksichtigt. | 61 |
| Abbildung 6.1 Limitierte Angebotsmengen in der <i>Day-ahead</i> -Auktion sowie Wind- und Solarstromprognose in der Weihnachtszeit 2013  | 67 |
| Abbildung 6.2: Gleitende Monatsdurchschnitte der Gebotsmengen in negativen Preisintervallen der <i>EPEX-Day-ahead</i> -Auktion für die Jahre 2012 und 2013                                    | 68 |

## Tabellenverzeichnis

|  |    |
|--|----|
| Tabelle 4.1: Dynamische Merkmale konventioneller thermischer Kraftwerke  | 23 |
| Tabelle 4.2: Ermittelte Grenzkosten für Kernkraftwerke und konventionelle thermische Kraftwerke für Nennlast und Minimallast | 25 |
| Tabelle 4.3: Ermittelte Kosten für das An- und Abfahren verschiedener konventioneller Kraftwerke                             | 26 |
| Tabelle 4.4: Kontrahierte Regelleistung der betrachteten Beispieltage  | 29 |
| Tabelle 5.1: Flexibilität von Stromerzeugungsanlagen nach Energieträgern sowie Export am 16. Juni 2013 in Frankreich         | 59 |



# 1. Zusammenfassung

An der Strombörse sind in den Jahren 2012 und 2013 wieder vermehrt negative Strompreise aufgetreten. Allein im Zeitraum Dezember 2012 bis Dezember 2013 waren es 97 Stunden mit einem Durchschnitt von minus 40,97 Euro je Megawattstunde (MWh). Der bisherige Rekord im Bereich der negativen Strompreise stellte sich an Heiligabend und Weihnachten 2012 ein, als über einen Zeitraum von 32 Stunden in insgesamt 18 Stunden negative Strompreise auftraten mit einem Minimum von minus 221,99 Euro/MWh.

Negative Preise am Strommarkt sind per se nichts Negatives, sondern die konsequente Weiterführung des marktwirtschaftlichen Prinzips, dass Angebot und Nachfrage den Preis bestimmen. Hierdurch werden Angebot und Nachfrage auch in Angebotsüberschuss-Situationen zum Ausgleich gebracht, ohne in eine Prorata-Zuteilung zu verfallen, die für die Marktteilnehmer in der Regel schwer kalkulierbar und nur mit größerem Aufwand handhabbar ist.

Die aktuell auftretenden negativen Preise sind jedoch nicht Ausdruck einer Überschusssituation von Strom aus Erneuerbaren Energien (EE), sondern auf mangelnde Flexibilität des Stromsystems zurückzuführen. Denn der Erneuerbaren-Anteil selbst bei Starkwind beziehungsweise bei hoher Solarstromproduktion hat bisher zu keinem Zeitpunkt mehr als 65 Prozent des Stromverbrauchs ausgemacht.

Bei Betrachtung der Stunden negativer *Day-ahead*-Preise an der EEX/EPEX Spot zeigt sich, dass trotz negativer Preise eine signifikante Produktion aus konventionellen Kraftwerken stattfand. Dies wird anhand ausgewählter Beispieltage im Zeitraum Januar 2012 bis Dezember 2013 beschrieben. Zudem traten auch viele Stunden auf, deren Preise zwar positiv waren, aber mit Beträgen zwischen null Euro/MWh und zehn Euro/MWh unterhalb der kurzfristigen Grenzkosten aller nuklearen und konventionellen thermischen Kraftwerke lagen. Insofern stellt sich die Frage, warum diese Kraftwerke trotzdem Strom produziert haben. Dies ist zugleich die zentrale Fragestellung der vorliegenden Studie.

Zu beachten ist hierbei, dass die Datenbasis teilweise Lücken im Bereich mehrerer GW aufweist, welche nicht erklärt werden können.

Die Analyseergebnisse und Schlussfolgerungen wurden im Rahmen einer breit angelegten und anonymen Befragung von Akteuren der Energiewirtschaft wie konventionellen Kraftwerksbetreibern, Direktvermarktern Erneuerbarer Energien, Betreibern von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Stromhändlern, Netzbetreibern und Wissenschaftlern anderer Institute erörtert und abgeglichen. Die Erkenntnisse daraus sind in diese Studie eingeflossen.

## 1.1 Erklärungsansätze für die negativen Preise 2012 und 2013

Zur Beantwortung der Frage, warum die konventionellen Kraftwerke auch in Zeiten negativer Strompreise Strom produziert haben, wurden unter anderem die folgenden möglichen Erklärungsansätze näher betrachtet: kurzfristige Grenzkosten der verschiedenen Kraftwerkstechnologien, Auktionierungsverfahren am *Day-ahead-Markt* der EPEX Spot, zur Systemstabilität notwendige Kapazitäten, Stromerzeugung aus wärmegeführt betriebenen Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen sowie operative, technische und regulatorische Hemmnisse.

Durch Heranziehen dieser Erklärungsansätze wurden dann die Situationen an konkreten ausgewählten Tagen mit negativen Strompreisen im Detail analysiert (Kapitel 5) – mit folgendem Ergebnis:

- Negative Preise treten in Situationen auf, die durch eine hohe Einspeisung Erneuerbarer Energien und gleichzeitig auftretender relativ niedriger Nachfrage geprägt sind. Die Zeiten niedriger Nachfrage betreffen insbesondere Sonn- und Feiertage beziehungsweise Nachtstunden.
- Steinkohle- und Erdgaskraftwerke weisen in den betrachteten Marktsituationen generell ein sehr niedriges Erzeugungsniveau auf, wie zu erwarten war. Sie haben

sich insofern grundsätzlich sehr flexibel verhalten. Die verbleibende Erzeugung aus diesen Technologien ist mit hoher Wahrscheinlichkeit auf Restriktionen aus der Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung in diesen Kraftwerken zu erklären.

- Die deutschen Kern- und Braunkohlekraftwerke reagieren zwar in einem limitierten Bereich flexibel auf das Auftreten negativer Preise. Auch in Zeiten negativer Preise haben jedoch die Kernkraftwerke immer mit mindestens 65 Prozent ihrer verfügbaren Kapazität Strom produziert, bei Braunkohlekraftwerken lag dieser Wert bei 40 bis 50 Prozent. Dieser beobachtete flexible Bereich der aggregierten Einspeisung stimmt grob mit dem erwarteten technisch flexiblen Bereich dieser Kraftwerkstypen vor einer Komplettabschaltung überein.

Damit lassen sich das beobachtete inflexible Verhalten des konventionellen Kraftwerksparks und die deshalb entstehenden negativen Strompreise vor allem auf folgende zentrale Faktoren zurückführen:

- mangelnde technische Flexibilität sowie relativ hohe Kosten für An- und Abfahrvorgänge konventioneller Kraftwerke, die einen Betrieb bei Mindestleistung selbst bei Preisen zwischen null und zehn Euro/MWh über 24 Stunden beziehungsweise rein kraftwerksseitig bei Preisen bis minus 60 Euro/MWh in einzelnen Stunden wirtschaftlich rechtfertigen;
- hohe Wirkleistungseinspeisung zwischen 13 und 20 GW<sup>1</sup> für die Erbringung von Systemdienstleistungen, insbesondere für die Bereitstellung primärer Regelleistung und die Vorhaltung von Blindleistung;
- signifikante Einschränkungen bei der Abgabe von Abschaltgeboten, die durch das Auktionierungsverfahren am *Day-ahead*-Markt verursacht wurden<sup>2</sup>;

1 Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. (2012)

2 Mit der Einführung des North-Western Europe (NWE) Market Couplings am 4. Februar 2014 wurden gleichzeitig auch Veränderungen am Auktionierungsverfahren vorgenommen, wodurch diese Beschränkungen teilweise aufgehoben wurden.

- wärmegeführte (und somit stromseitig inflexible) Fahrweise von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.

## 1.2 Die weitere Entwicklung im Bereich negativer Preise

Mit zunehmendem Anteil Erneuerbarer Energien wird insbesondere die Stromproduktion aus Wind- und Solarenergie stetig zunehmen – mit der Folge, dass die Fluktuationen und damit die Zahl der Stunden mit hohen Erneuerbaren-Anteilen ebenfalls stark zunimmt. Gemäß einer Modellierung von Energy Brainpool mit dem Fundamentalmockel Power2Sim wird es im Jahr 2022 – einen Ausbau der Erneuerbaren Energien gemäß derzeitigen Plänen vorausgesetzt – etwa 1.200 Stunden geben, in denen der Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch derselben Stunde bei 65 Prozent und mehr liegt – während es nur etwa 150 Stunden sind, in denen die EE-Stromproduktion die gesamte Last deckt. Falls das Gesamtsystem nicht deutlich flexibler wird, ist zu erwarten, dass negative Preise nicht mehr – wie bisher – die Ausnahme sind, sondern mit hoher Regelmäßigkeit auftreten.

Das Auftreten extremer negativer Preise wird jedoch in der nächsten Zeit unwahrscheinlicher, wie Auswertungen der EPEX-Gebotskurven zeigen. Durch Gebote, die bei negativen Preisen limitiert sind, wird ein „Preispuﬀer“ vor den extrem negativen Preisen aufgebaut. Dieser Preispuﬀer setzt sich im Wesentlichen aus drei Preisstufen zusammen:

- Die „Preislimitierung in Ausnahmefällen“ nach § 8 Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung stellt de facto einen generell geltenden unteren Preiskorridor zwischen minus 350 und minus 150 Euro/MWh dar. Sie ist für diejenigen EEG-Strommengen vorgegeben, die eine EEG-Einspeisevergütung erhalten und somit von den Übertragungsnetzbetreibern abgenommen, vergütet und vermarktet werden.
- Die zweite Stufe des Preispuﬀers bildet sich aus den direktvermarkteten EEG-Strommengen im Marktprämienmodell und umfasst ein Preisintervall von circa minus 500 bis minus 50 Euro/MWh mit einer Häufung im Intervall zwischen circa minus 150 und minus 50 Euro/MWh.

→ Die dritte Stufe mit einem geringen Mengenanteil bilden Windstrom- und Photovoltaikanlagen in der sonstigen Direktvermarktung in einem recht engen Preisbereich zwischen null und knapp über null Euro/MWh.

Treten zukünftig negative Preise auf, ist durch diesen Preispuffer und mit Ausnahme von Extremsituationen zu erwarten, dass sie zumeist in einem Preisintervall zwischen 0 und minus 150 Euro/MWh liegen werden.

Über diesen Preispufer hinaus zeigen die Lerneffekte der Marktakteure als Reaktion auf die bisherigen negativen Preise bereits Wirkung. So lag die Stromerzeugung aus konventionellen Kraftwerken an Weihnachten 2013 bereits deutlich unter dem Niveau von Weihnachten 2012.

→ Als dritter Effekt wurde mit der Einführung des *North-Western Europe (NWE) Price Couplings* für die *Day-ahead*-Märkte Nordwesteuropas am 4. Februar 2014 die Nutzung der Grenzkuppelkapazitäten optimiert. Hierdurch soll der Kraftwerkseinsatz in den betroffenen Ländern effizienter erfolgen, was sich zumeist dämpfend auf negative Strompreise auswirken sollte. Gleichzeitig mit der Einführung des *NWE Price Couplings* ist auch die Preisuntergrenze in der *Day-ahead*-Auktion vereinheitlicht worden und in Deutschland/Österreich von minus 3.000 Euro/MWh auf minus 500 Euro/MWh heraufgesetzt worden, wodurch Preise unter minus 500 Euro/MWh nicht mehr auftreten können.

### 1.3 Handlungsempfehlungen

Die Frage nach den Ursachen negativer Strompreise hat eine hohe Relevanz. Denn die Stunden mit negativen Strompreisen belasten die EEG-Umlage nicht unerheblich – schließlich wird auch der Strom aus Erneuerbaren Energien in den Stunden mit negativen Preisen am Spotmarkt vermarktet. An den betrachteten Tagen im Zeitraum Dezember 2012 bis Dezember 2013 wurde das EEG-Konto mit zusätzlich 86,6 Millionen Euro dadurch belastet, dass Erneuerbare Energien zu negativen Preisen vermarktet wurden.

Zur notwendigen Flexibilisierung des Stromsystems und zur Vermeidung negativer Strompreise werden folgende Maßnahmen zur Umsetzung beziehungsweise zur Prüfung durch den Regulierer beziehungsweise durch die Netzbetreiber vorgeschlagen:

- Reduzierung des *Must-run*-Sockels konventioneller Kraftwerke, die Systemdienstleistungen erbringen (insbesondere Regel- und Blindleistung), zum Beispiel durch Miteinbeziehung von Erneuerbaren Energien im Bereich der Systemdienstleistungen;
- Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes zur Reduzierung der KWK-bedingten *Must-run*-Stromeinspeisung;
- Stärkung des Ausgleichsenergiepreissystems zur Erhöhung der Fahrplanteue sowie zur Stärkung des kurzfristigen Handels.

Folgende Maßnahmen sollten vonseiten der Anlagenbetreiber ergriffen werden:

- (weitere) Flexibilisierung konventioneller sowie steuerbarer Erneuerbarer-Energien-Anlagen zur Stromerzeugung,
- Erbringung von Systemdienstleistungen durch Erneuerbare Energien zur Absenkung des konventionellen *Must-run*-Sockels,
- Beseitigung operativer Hemmnisse.

Folgende Maßnahmen sollten vonseiten der Stromvertriebe/Lieferanten ergriffen beziehungsweise geprüft werden:

- Flexibilisierung der Verbrauchsseite und Einbindung von Lastverlagerungspotenzialen durch die Stromvertriebe,
- optionale Stromtarife mit Spotbepreisung für Endkunden, die der nur kurzfristigen Planbarkeit der Erzeugung aus fluktuierenden Anlagen Rechnung tragen.

Zuvorderst sollte natürlich „nutzloser“ Stromverbrauch (Energieverschwendung wie zum Beispiel nicht genutzte Lichtbögen, Erdschlüsse, Stromwandlung zu Wärme, ohne dabei die Wärme zu nutzen etc.) bei negativen Preisen unbedingt vermieden werden. Vielmehr sollen die negativen

Preise und Preis-Spreads direkte Anreize zur Flexibilisierung des Stromsystems schaffen. Die Flexibilisierung des Stromsystems sollte dabei mit dem Ziel erfolgen, dynamische Effizienz zu erreichen.

## 2. Einleitung und Fragestellung

An der Strombörse sind in den Jahren 2012 und 2013 wieder vermehrt negative Strompreise aufgetreten. Allein im Zeitraum Dezember 2012 bis Dezember 2013 waren es 97 Stunden mit einem Durchschnitt von minus 40,97 Euro/MWh. Der bisherige Rekord im Bereich der negativen Strompreise stellte sich an Heiligabend und Weihnachten 2012 ein, als über einen Zeitraum von 32 Stunden insgesamt 18 Stunden negative Strompreise auftraten mit einem Minimum von minus 221,99 Euro/MWh.

Das negative Vorzeichen bei Preisen kehrt die übliche Zahlungsrichtung vom Käufer an den Verkäufer einer Ware um. Zusätzlich zur Ware liefert bei negativen Preisen der Verkäufer dem Käufer Geld für die Abnahme der Ware. Das Behalten der Ware wäre für den Verkäufer teurer. Die negativen Preise sind insofern Zeichen eines Überangebots einer Ware am Markt. In der Öffentlichkeit werden die negativen Strompreise daher oft als Zeichen eines Überangebots von Erneuerbaren Energien interpretiert.

Dies ist jedoch unplausibel: Da die Erneuerbaren Energien im Jahr 2013 einen Anteil am Stromverbrauch von etwa 25 Prozent hatten<sup>3</sup> und der Erneuerbaren-Anteil selbst bei Starkwind beziehungsweise bei hoher Solarstromproduktion zu keinem Zeitpunkt mehr als 65 Prozent des Stromverbrauchs ausgemacht hat<sup>4</sup>, kann dies die aktuell auftretenden negativen Strompreise nicht erklären.

Die bisher aufgetretenen negativen Strompreise sind insofern eher als Ausdruck einer mangelnden Flexibilität des Stromsystems zu verstehen. Denn negative Strompreise bedeuten für die Kraftwerksbetreiber, die zu diesen Zeiten Strom produzieren, Kosten (oder zumindest entgangene Gewinne) und erzeugen somit eigentlich einen Anreiz, die Produktion von Strom aus (konventionellen) Kraftwerken in Zeiten von hoher Wind- und/oder Solarstromproduktion zu vermeiden. Stromverbraucher können dagegen prinzi-

piell von zusätzlichen Erlösen profitieren, wenn sie ihren Stromverbrauch in die Zeiten negativer Strompreise verlagern. Dies setzt eine entsprechende Vergütungsvereinbarung mit dem Stromlieferanten voraus, die bisher nur für größere Industriekunden mit signifikanten Verlagerungsmöglichkeiten üblich ist.

Wenn negative Preise trotz dieser betriebswirtschaftlichen Rationalität bereits heute, das heißt bei weit weniger als 100 Prozent Erneuerbaren Energien, auftreten, dann muss dies andere Gründe haben, die aber bislang noch wenig erforscht sind.

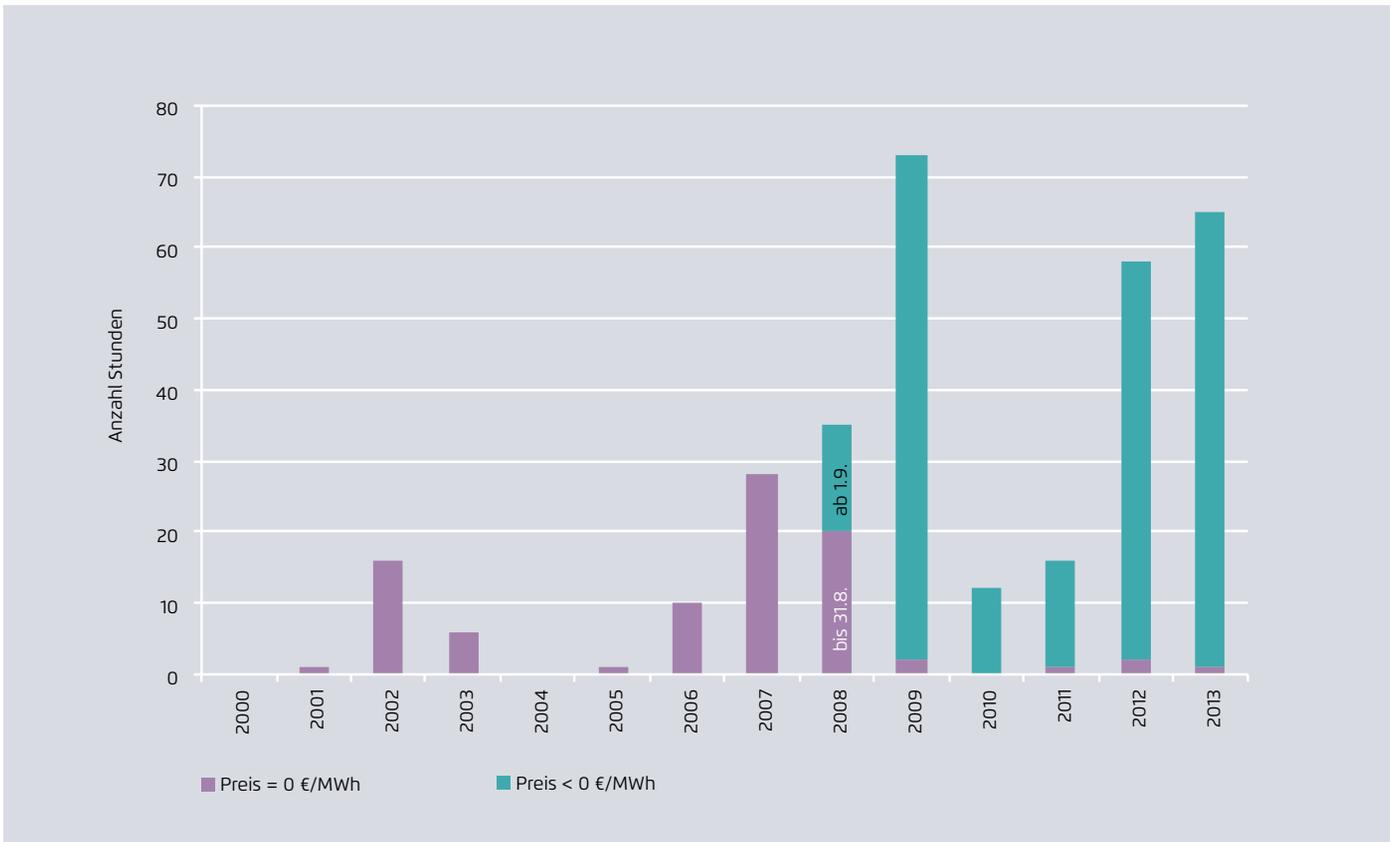
Die Frage nach den Ursachen negativer Strompreise hat eine hohe Relevanz. Denn die Stunden mit negativen Strompreisen belasten die EEG-Umlage nicht unerheblich – schließlich wird auch der Strom aus Erneuerbaren Energien in den Stunden mit negativen Preisen am Spotmarkt vermarktet. An den betrachteten Tagen im Zeitraum Dezember 2012 bis Dezember 2013 wurde das EEG-Konto mit zusätzlich 86,6 Millionen Euro dadurch belastet, dass Erneuerbare Energien zu negativen Preisen vermarktet wurden. Zudem wird mit zunehmendem Anteil Erneuerbarer Energien die Stromproduktion aus Wind- und Solarenergie stetig zunehmen mit der Folge, dass die Zahl der Stunden mit hohen Erneuerbaren-Anteilen ebenfalls stark zunimmt. Nach Analysen von Energy Brainpool wird es im Jahr 2022 etwa 1.200 Stunden geben, in denen der Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch derselben Stunde bei 65 Prozent und mehr liegt – während es nur etwa 150 Stunden sind, in denen die Stromproduktion aus Erneuerbaren Energien die gesamte Last deckt. Es stellt sich daher die Frage, ob negative Preise – wie bisher – die Ausnahme sind oder bald zur Regel werden.

3 AG Energiebilanzen (2013), Werte für 2013 teilweise geschätzt

4 Eigene historische Auswertung mit Power2Sim

Häufigkeit von Null- oder negativen Preisen in der EEX-/EPEX-Day-ahead-Auktion

Abbildung 2.1



Eigene Auswertung

## 2.1. Eine kurze Historie negativer Strompreise in Deutschland

Seit dem 1. September 2008 besteht in der für den Strommarkt relevanten *Day-ahead*-Börsenauktion an der *European Energy Exchange (EEX)* in Leipzig (heute *EPEX Spot* in Paris)<sup>5</sup> die Möglichkeit, negative Preise für Strom als Gebote ins Handelssystem einzugeben und dementsprechend auch negative Preise als Auktionsresultat zu erhalten. Der volkswirtschaftliche Sinn dieser Maßnahme liegt darin begründet, bei Überproduktion genügend große Anreize zu schaffen, nicht notwendige Erzeugungskapazitäten tatsächlich vom Netz zu nehmen beziehungsweise Anreize zu

schaffen, den Stromverbrauch entsprechend dem Stromangebot zu verlagern. Stundenpreise von minimal null Euro/MWh, wie sie vor dem 1. September 2008 existierten, waren dazu nicht ausreichend. Denn vor der Einführung negativer Preise in der *Day-ahead*-Auktion traten Situationen auf, in denen das preisunlimitierte Stromangebot (damals zu 0 Euro/MWh) größer war als die Nachfrage für die Lieferstunde (Angebotsüberhang). Für diese Situationen musste die Börse festlegen, welcher Verkäufer mit seinem preisunlimitierten Gebot zum Zuge kommt (zum genauen Verfahren siehe unten). In Abbildung 2.1 ist die Häufigkeit der Stunden von null Euro/MWh (bis 31. August 2008) beziehungsweise negativer Strompreise (seit 1. September 2008) dargestellt.

<sup>5</sup> Die EEX Power Spot wurde zum 1. September 2009 im Zuge der Zusammenarbeit mit der französischen Powernext in die European Power Exchange (*EPEX Spot*) mit Sitz in Paris umgewandelt.

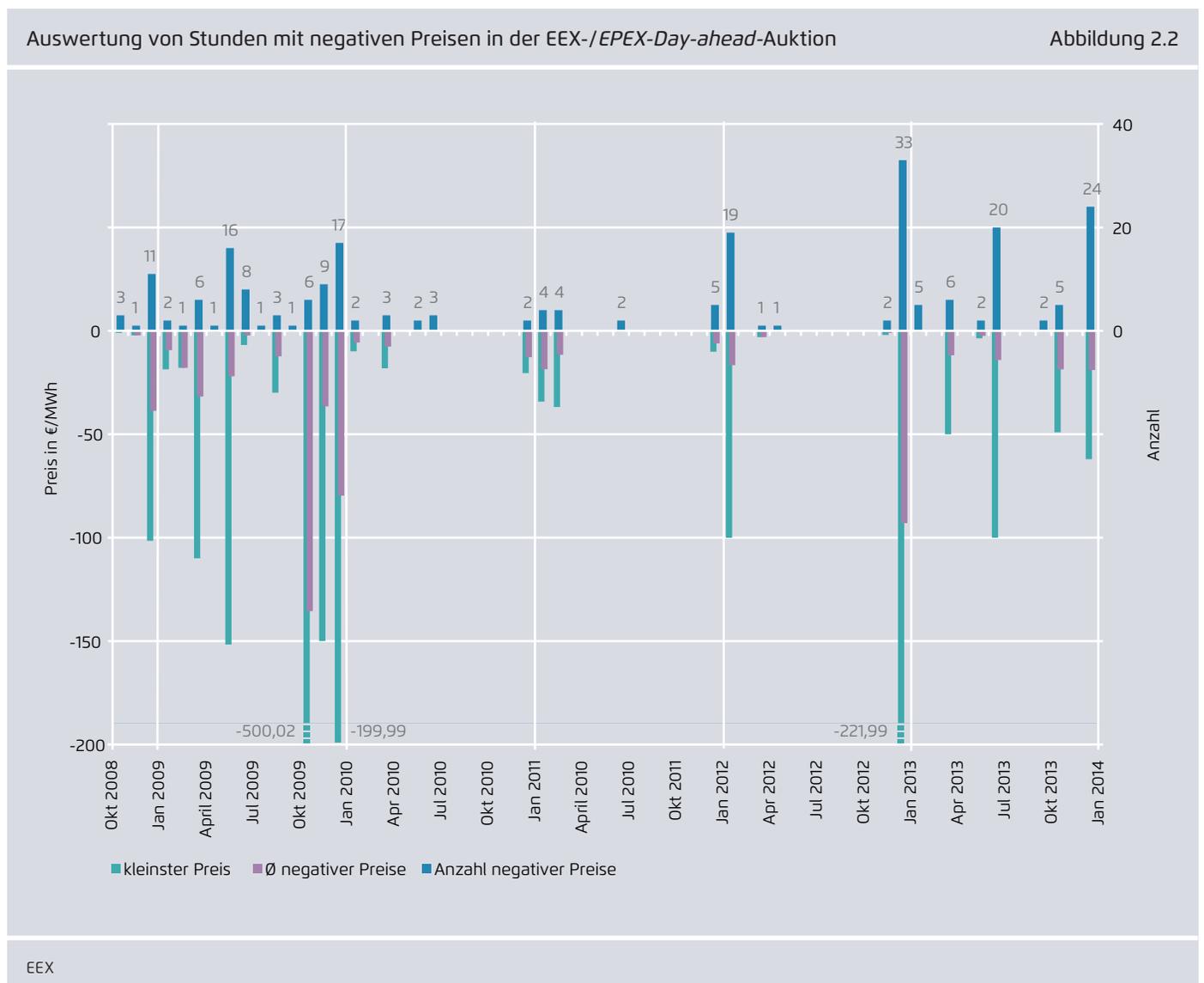
Abbildung 2.1 zeigt, dass eine erste Welle von Null- beziehungsweise negativen Preisen im Zeitraum 2007 bis 2009

auftrat. Diese sind dann 2010/11 fast vollständig verschwunden und treten seit 2012 wieder häufiger auf. Die Gründe für das Abflauen 2010/11 lagen zum einen darin, dass insbesondere die großen Energieversorger die Fahrweise ihrer Kraftwerke ab 2010 konsequenter an die Preisentwicklung der Strombörse angepasst haben. Zum anderen trug auch die Erholung vor allem des deutschen Stromverbrauchs nach den Auswirkungen der Finanzkrise zur Vermeidung von negativen Preisen bei.

Abbildung 2.2 gibt einen detaillierteren monatlichen Überblick über das Auftreten negativer Preise. Auf der rechten

Diagrammachse abgetragen ist die Anzahl negativer Preise seit ihrer Einführung im Jahr 2008.

Auf der linken Diagrammachse sind ferner für die einzelnen Monate jeweils der niedrigste Preis sowie der Durchschnitt der negativen Preise dargestellt. Auch hier zeigt das Jahr 2009 die signifikanteste Häufung sowie für den Liefertag 4. Oktober 2009 in der Stunde von 2 bis 3 Uhr den bisher niedrigsten Preis in der *Day-ahead*-Auktion von minus 500,02 Euro/MWh. Die höchste Anzahl von Stunden mit negativen Preisen zeigt allerdings der Dezember 2012. Diese traten vor allem an den beiden Weihnachtsfeiertagen auf.



Vor der Einführung negativer Preise war der niedrigste Preis in der *Day-ahead*-Auktion mit 0 Euro/MWh festgelegt, wodurch es zum oben erwähnten Angebotsüberhang kam. Vor der Einführung negativer Preise in der *Day-ahead*-Auktion traten Situationen auf, in denen das preisunlimitierte Stromangebot (damals zu 0 Euro/MWh) größer war als die Nachfrage für die Lieferstunde (Angebotsüberhang). Für diese Situationen muss festgelegt werden, welcher Verkäufer mit seinem preisunlimitierten Gebot zum Zuge kommt. Aufgrund einer umgekehrten Situation des Nachfrageüberhangs im Dezember 2001 für eine einzelne Stunde, in der durch eine zu hohe Nachfrage zum Maximalpreis kein Auktionspreis gefunden werden konnte, führte die Börse daraufhin das sogenannte Prorata-Verfahren bei Überhangsituationen in die *Day-ahead*-Auktion ein. Das bedeutet bei Angebotsüberhang, dass alle preisunlimitierten Angebote nicht in ihrer vollständigen Gebotsmenge, sondern nur zu einem für alle Gebote gleichen Anteil abhängig von der Nachfragemenge aufgeteilt werden. In solchen Situationen können Anbieter nur eine Teilmenge verkaufen, was insbesondere für Kraftwerksbetreiber zu einer größeren Unsicherheit über die Höhe der verkauften Menge und somit der Kraftwerkseinsatzplanung führte. Denn Kraftwerke werden in der Regel nur an bestimmten Betriebspunkten mit einer durch das Anlagen-design festgelegten Stromeinspeiseleistung betrieben. Seit der Einführung negativer Strompreise sind Situationen mit einer Prorata-Zuteilung nicht mehr aufgetreten. Dies wäre nur bei Strompreisen an den heutigen systemisch gesetzten Preisgrenzen der *Day-ahead*-Auktion von plus beziehungsweise minus 3.000,00 Euro/MWh der Fall.

Während positive Preisgebote auf der Angebotsseite die Rangfolge des Kraftwerkseinsatzes gemäß den kurzfristigen Kosten der Stromerzeugung bestimmen, können mit negativen Strompreisen zudem die Abschaltkosten in den Geboten weitreichender berücksichtigt werden. Dementsprechend geben niedrig positive oder negative Gebotspreise auf der Angebotsseite eine Rangfolge für die Abschaltung von Kraftwerken bei nicht ausreichender Nachfrage vor.

Ebenso können auf der Nachfrageseite die Kosten für eine verlagerte oder gesteigerte Stromnachfrage weitreichender in die Gebote eingepreist werden. Dies führt zu Kaufgeboten von Strom erst bei niedrigen oder eben negativen Strompreisen. Diese Nachfrage kann auch von Kraftwerksbetreibern hervorgerufen werden, die vor der *Day-ahead*-Auktion am sogenannten Terminmarkt eine Lieferverpflichtung eingegangen sind. Unter Einbeziehung der Abschaltkosten kann es sich für die Betreiber lohnen, statt den Strom aus dem eigenen Kraftwerk zu liefern, das Kraftwerk teilweise oder ganz herunterzufahren und den zu liefernden Strom vom Markt mit niedrigen oder negativen Strompreisen zu beziehen.

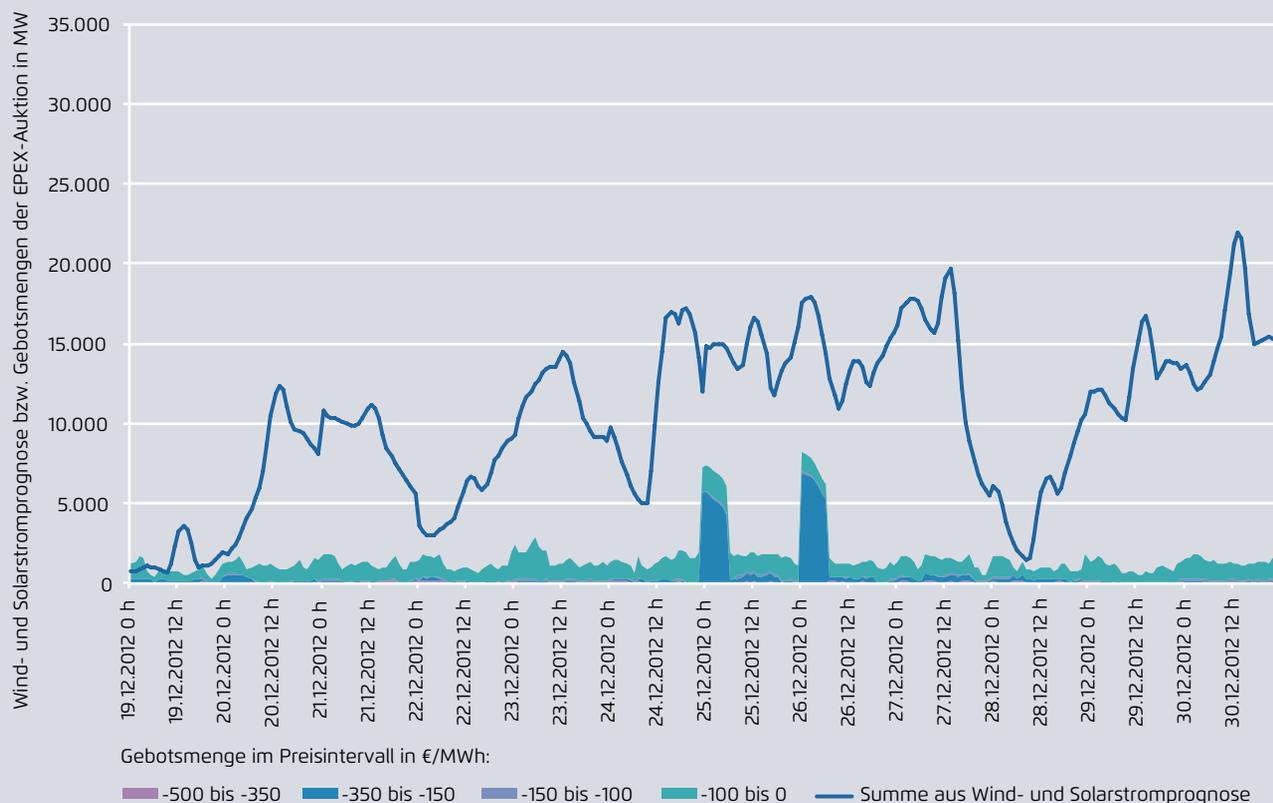
Flexible Kraftwerke zeichnen sich durch geringe Abschaltkosten aus, flexible Verbraucher durch geringe Kosten für die Lastverlagerung. Negative Strompreise am Markt spiegeln daher die Inflexibilität von Stromerzeugern und Stromverbrauchern wider.

## 2.2. Wirkung EEG-vergüteter Strommengen auf negative Strompreise

Durch den Einspeisevorrang Erneuerbarer Energien nach § 8 Absatz 1 Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG, 2012) ist auch der Strom aus Erneuerbaren Energien gewissermaßen inflexibel, da er vorrangig vor Strom aus anderen Energieträgern abgenommen, übertragen und verteilt werden soll. Gemäß § 2 Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) sind die Übertragungsnetzbetreiber verpflichtet, den von ihnen abgenommenen EEG-Strom in der börslichen *Day-ahead*-Auktion oder im börslichen *Intraday*-Handel zu vermarkten. Um dabei den vorrangigen Verkauf des Stroms an der Börse zu gewährleisten, verpflichtet § 1 Absatz 1 Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung (AusglMechAV) die Übertragungsnetzbetreiber dazu, Gebote zum Verkauf des Stroms nur unlimitiert, das heißt zum niedrigsten Preis, der derzeit bei minus 3.000,0 Euro/MWh (Gebotslimits haben nur eine Nachkommastelle) liegt, in die *Day-ahead*-Auktion einzustellen. Im ungünstigsten Fall, der bisher nicht vorgekommen ist, müssen dann die Übertragungsnetzbetreiber für die Abnahme des Stroms 3.000,00 Euro/MWh an die Käufer

Limitierte Angebotsmengen in der *Day-ahead*-Auktion sowie Wind- und Solarstromprognose in der Weihnachtszeit 2012

Abbildung 2.3



Eigene Auswertung mit Daten von EEX und Power2Sim

bezahlen. Dadurch würde jedoch das EEG-Konto immens belastet. Deshalb erlaubt § 8 AusglMechAV eine Preislimitierung in Ausnahmefällen. Wenn sich nämlich bei der ersten Berechnung der Auktionsergebnisse ein Preis kleiner als minus 350,00 Euro/MWh ergeben würde, ruft die Börse zu einer zweiten Auktion auf, in der die Teilnehmer ihre Gebote noch einmal abändern können. In dieser zweiten Auktion dürfen die Übertragungsnetzbetreiber dann limitiert im Preisintervall von minus 350 Euro/MWh und minus 150 Euro/MWh anbieten.<sup>6</sup>

<sup>6</sup> Im Zeitraum vom 1. Januar 2012 bis 31. Dezember 2013 ist die beschriebene Ausnahmesituation, in der die Übertragungsnetzbetreiber die EEG-Mengen preislimitiert geboten haben, zwar nur an drei Tagen aufgetreten, nämlich am 5. Januar 2012 sowie am 25./26. Dezember 2012 (50Hertz 2013).

Abbildung 2.3 stellt die preislimitierten Gebotsmengen in der *Day-ahead*-Auktion in Preisintervallen zwischen minus 500 und 0 Euro/MWh dar. Zudem zeigt Abbildung 2.3 die Prognose für die Wind- und Solarstromspeisung. Die Mengen, die preisunlimitiert geboten werden, sind nicht dargestellt. Am 25. und 26. Dezember 2012 sind durch entsprechend größere Gebotsmengen deutlich die Ausnah-

Bezogen auf die Stunden mit negativen Strompreisen trat die Ausnahmesituation jedoch in über zehn Prozent der Fälle auf, nämlich in insgesamt 15 Stunden von 120 Stunden mit negativen Strompreisen in diesem Zeitraum. Dieser Anteil von Ausnahmesituationen an den Stunden mit negativen Strompreisen kann als Indikator dafür dienen, ob die Übertragungsnetzbetreiber mit ihren Geboten für die EEG-Mengen strompreisbestimmend sind.

mefälle zu sehen, in denen die Übertragungsnetzbetreiber die zu vermarktenden EEG-Mengen preislimitiert im Intervall zwischen minus 350 und minus 150 Euro/MWh anbieten.

In den Ausnahmefällen müssen die Übertragungsnetzbetreiber die gesamte Gebotsmenge in zehn gleiche Lose aufteilen. Die Gebotspreise müssen innerhalb des genannten Intervalls mit einem Zufallsverfahren bestimmt werden, damit andere Marktteilnehmer nicht gegen vorher bekannte Preislimits bieten und diese ausreizen können. Sollten EEG-Strommengen aufgrund der Limitierung nicht abgenommen werden, müssen die Übertragungsnetzbetreiber diese Mengen im *Intraday*-Handel veräußern.

De facto führt der beschriebene Mechanismus dazu, dass die *Day-ahead*-Preise – unter Ausnahme von extremen Situationen – mit hoher Wahrscheinlichkeit nicht mehr unter minus 350,00 Euro/MWh fallen werden.

### 3. Ziel und Methodik

Bei Betrachtung der Stunden negativer *Day-ahead*-Preise an der *EEX/EPEX Spot* zeigt sich, dass trotz negativer Preise eine signifikante Produktion aus konventionellen Kraftwerken stattfand. Dies wird in den folgenden Kapiteln anhand ausgewählter Beispieltage beschrieben. Zudem traten auch viele Stunden auf, deren Preise zwar positiv waren, aber mit Beträgen zwischen null Euro/MWh und zehn Euro/MWh unterhalb der kurzfristigen Grenzkosten aller nuklearen und konventionellen thermischen Kraftwerke lagen. Insofern stellt sich die Frage, warum diese Kraftwerke trotzdem Strom produziert haben.

Zur Erklärung dieses Phänomens wurden im Rahmen dieser Studie folgende Erklärungsansätze untersucht:

- Untersuchung der kurzfristigen Grenzkosten insbesondere unter Einbeziehung der An- und Abfahrkosten
- Auktionsverfahren in der *Day-ahead*-Auktion an der *EPEX Spot*
- notwendige Betriebskapazitäten und Netzeinspeisung zur Systemstabilität des Stromnetzes
- notwendige Netzeinspeisung aus Kraftwerken mit Kraft-Wärme-Kopplung zur Wärmebereitstellung
- mögliche regulatorische Hemmnisse – auch verursacht durch das Strommarktdesign
- Betrachtung des *Day-ahead*-Marktes und der zugehörigen Gebotskurven unter Beachtung der für das Auftreten negativer Preise relevanten Verfahrensrahmenbedingungen

Diese Erklärungsansätze wurden zunächst auf allgemeiner Ebene untersucht. Für den Zeitraum Januar 2012 bis Dezember 2013 wurden die wesentlichen Tage mit signifikanten negativen Stundenpreisen zur Überprüfung und Illustration der erarbeiteten Thesen untersucht, sofern die Datenlage dies ermöglichte. Diese Tage sind:

- Donnerstag, 5. Januar 2012;
- Dienstag (1. Weihnachtsfeiertag), 25. Dezember 2012;
- Mittwoch (2. Weihnachtsfeiertag), 26. Dezember 2012;
- Sonntag, 24. März 2013;
- Sonntag, 16. Juni 2013 und
- Sonntag, 22., bis Dienstag (Heiligabend), 24. Dezember 2013.

Die Analyseergebnisse und Schlussfolgerungen wurden im Rahmen einer breit angelegten und anonymen Befragung von Akteuren der Energiewirtschaft wie konventionellen Kraftwerksbetreibern, Direktvermarktern Erneuerbarer Energien, Betreibern von Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen, Stromhändlern, Netzbetreibern und Wissenschaftlern anderer Institute erörtert und abgeglichen. Die Erkenntnisse daraus sind in diese Studie eingeflossen.



## 4. Mögliche Erklärungsansätze

Zur Untersuchung möglicher Erklärungsansätze resultierend aus Grenzkosten müssen diese unter Berücksichtigung von An- und Abfahrkosten für die verschiedenen Kraftwerkstypen ermittelt werden. Im Einzelnen sind dies die für die Untersuchungen relevanten Kernkraftwerke, Braunkohlekraftwerke, Steinkohlekraftwerke und Gas- und -Dampf-Kraftwerke (GuD). Zunächst werden die Grenzkosten, also vor allem die Kosten für Brennstoffe und Emissionszertifikate, für Kernkraftwerke und konventionelle Kraftwerke bei Betrieb auf Nennleistung und auf Minimalleistung ermittelt. Anschließend werden die Kosten für An- und Abfahrvorgänge zusätzlich abgeschätzt. Da die Kosten für An- und Abfahrvorgänge bei kurzzeitig auftretenden negativen Preisen die Grenzkosten deutlich übersteigen, ist eine Grobabschätzung der Letzteren ausreichend. Eine detailliertere Berechnung führt hier zu keinem signifikanten Zusatznutzen.

### 4.1. Kurzfristige Grenzkosten

#### 4.1.1 Kernkraftwerke

Zur Ermittlung der Grenzkosten von Kernkraftwerken muss auf Literaturwerte zurückgegriffen werden, da die Brennstoffkosten für diesen Kraftwerkstyp einer durchaus komplexeren Berechnung bedürfen. Wagner (2002) ermittelten für Kernkraftwerke Brennstoffkosten in Höhe von 5,30 Euro/MWh, der Bericht des Bundeskartellamtes (2011) zeigt einen Wert von ungefähr fünf Euro/MWh, in dieser Studie wurden fünf Euro/MWh als Brennstoffkosten angesetzt. Dazu müssen ferner die Kosten für die seit 2010 existierende Kernbrennstoffsteuer hinzuaddiert werden. Da nur Brennelemente, die seit Einführung dieser Steuer in ein Kernkraftwerk eingebracht wurden, tatsächlich besteuert werden, gibt es möglicherweise in den Kernkraftwerken noch unbesteuerte Brennelemente. Nichtsdestotrotz sind die Aufschläge durch die Kernbrennstoffsteuer für alle Brennelemente anzusetzen, da der Ersatz für diese später abgebrannten Brennelemente mit dieser Steuer belegt ist. Haucap (2012) ermittelt hierfür Kosten in Höhe von

| Dynamische Merkmale konventioneller thermischer Kraftwerke |              |                 |                        |                     |                                    | Tabelle 4.1               |
|--|--------------|-----------------|------------------------|---------------------|------------------------------------|---------------------------|
| Kraftwerkstyp  | Anfahrtszeit | Mindestleistung | Mindeststillstandszeit | Mindestbetriebszeit | Wirkungsgradverlust bei $P_{\min}$ | Leistungsänderungsgeschw. |
|  | h            | %               | H                      | h                   | %-Punkte                           | %/min.                    |
| Erdgas GT  | 0            | 20              | 0                      | 1                   | 22                                 | 20                        |
| Erdgas Kombi   | 1            | 33              | 2                      | 4                   | 11                                 | 6                         |
| Erdgas DT  | 1            | 38              | 2                      | 4                   | 6                                  | 6                         |
| Steinkohlen DT   | 2            | 38              | 2                      | 4                   | 6                                  | 4                         |
| Braunkohlen DT   | 2            | 40              | 6                      | 6                   | 5                                  | 3                         |

Hundt et al. (2009)

15 Euro/MWh, ein Wert, der an dieser Stelle für diese Untersuchung auch übernommen wurde. Damit summieren sich die Brennstoffkosten und die Kosten für die Kernbrennstoffsteuer auf 20 Euro/MWh. Kosten für Emissionszertifikate fallen nicht an.

Trotz intensiver Recherche ließen sich für Kernkraftwerke keine An- und Abfahrkosten ermitteln. Daher bleibt an dieser Stelle nur anzunehmen, dass sich diese im Bereich der An- und Abfahrkosten konventioneller Kraftwerke bewegen, die im weiteren Verlauf dieses Kapitels noch dargestellt werden. Diese Annahme scheint auch insbesondere deshalb realistisch, da der thermodynamische Kreislauf von Kernkraftwerken dem von fossil befeuerten Dampfkraftwerken sehr ähnlich ist.

#### 4.1.2 Braunkohlekraftwerke

Auch für die Ermittlung der Grenzkosten von Braunkohlekraftwerken muss für die Brennstoffkosten auf Literaturwerte zurückgegriffen werden. Braunkohle ist aufgrund ihres hohen Wassergehalts und der damit geringen Energiedichte kein gehandelter Brennstoff, weil ihr Transport über größere Entfernungen nicht wirtschaftlich ist. Daher fallen für Braunkohlekraftwerke vor allem die Kosten der Braunkohleförderung an, über die wenige Daten verfügbar sind. Für Braunkohlekraftwerke ermittelte Schröter (2004) aus einer Literaturstudie durchschnittliche Brennstoffkosten in Höhe von 4,68 Euro/MWhth. Das DLR (2010) setzt Brennstoffkosten in Höhe von 4,30 Euro/MWhth an, Wissel et al (2008) liegen etwas niedriger bei 3,50 Euro/MWhth. Aufgrund von Inflationseffekten gegenüber den Quellen wird in dieser Studie der höchste Wert in Höhe von 4,68 Euro/MWhth verwendet.

Im Rahmen dieser Studie wurden für die gehandelten Brennstoffe Preise angesetzt, die dem Niveau entsprechen, wie es zum Analysezeitpunkt an den entsprechenden Märkten zu beobachten war. Für Emissionszertifikate (EUA) wurde ein Preis von drei Euro pro Tonne angesetzt. Es wurde an dieser Stelle darauf verzichtet, die Kosten für jeden der betrachteten Tage spezifisch zu berechnen, da eine ganz exakte Nachrechnung und Quantifizierung vor allem aufgrund unterschiedlicher technischer Anforder-

ungen der Kraftwerke und fehlender oder ungenauer Daten ohnehin nicht möglich ist und somit vor allem ein Vergleich der Größenordnungen im Vordergrund steht.

#### 4.1.3 Steinkohlekraftwerke

Bei der Ermittlung der Brennstoffkosten von Steinkohlekraftwerken wurde ein Preis von 93 US-Dollar pro Tonne API-2-Steinkohle angesetzt, außerdem wurde ein Dollarkurs von 1 Euro = 1,30 US-Dollar zugrunde gelegt. Ferner wurde für die Kosten des Binnentransports der Steinkohle ein Wert von neun Euro je Tonne angenommen. Andere variable Kosten, die nicht Brennstoffkosten oder Kosten für Emissionszertifikate sind, wurden mit vier Euro/MWh in den Berechnungen angesetzt. Dies sind zum Beispiel Kosten für Schmierstoffe, Ölkosten für die Zusatz- oder Stützfeuerung der Brenner und Ähnliches. Für die exemplarischen Braun- und Steinkohlekraftwerke wurde ein elektrischer Wirkungsgrad von 40 Prozent angenommen.

#### 4.1.4 Erdgaskraftwerke

Für eine mögliche Betrachtung der Grenzkosten von Gaskraftwerken wurde ein Gaspreis von 27 Euro/MWhth angesetzt. Der elektrische Wirkungsgrad für das exemplarische GuD-Kraftwerk wird mit 55 Prozent festgelegt, zusätzliche variable Kosten fließen mit 2,50 Euro/MWh in die Berechnungen ein.

Für die Grenzkosten im Teillastbereich, insbesondere bei der neben der Nennleistung betrachteten Minimalleistung, muss die Wirkungsgradverschlechterung thermischer Kraftwerke in Betracht gezogen werden. Verwendet wurden dazu sowie auch für alle anderen relevanten Parameter die von Hundt et al. (2009) veröffentlichten Werte (Tabelle 4.1).

In Tabelle 4.2 sind die resultierenden Grenzkosten für Kernkraftwerke und konventionelle thermische Kraftwerke für Nennlast und Minimallast dargestellt.

## 4.2 Kosten für An- und Abfahrvorgänge

Bei der Untersuchung der Kosten für An- und Abfahrvorgänge wird auf die sehr ausführliche Studie von Intertek Aptech (2012) zurückgegriffen. Im Rahmen dieser Stu-

die wurden für verschiedene Kraftwerkstypen Spannen und Verteilungen für Kosten von An- und Abfahrvorgängen bei verschiedenen Stillstandszeiten für konventionelle thermische Kraftwerke ermittelt. Die in US-Dollar angegebenen Werte wurden dabei unter Zugrundelegung eines Wechselkurses von 1 Euro = 1,30 US-Dollar umgerechnet. In der Studie von Intertek Aptech (2012) wird nicht zwischen Braunkohle- und Steinkohlekraftwerken unterschieden, daher werden für beide Kraftwerkstypen dieselben Werte angenommen, lediglich die zusätzlich verbrauchten Brennstoffmengen und das dabei in unterschiedlicher Menge emittierte Kohlendioxid (CO<sub>2</sub>) führt zu einigen Differenzen der in Tabelle 4.3 angegebenen Werte.

Tabelle 4.3 zeigt signifikante Kosten pro Megawatt, die durch den Start eines konventionellen thermischen Kraftwerkes entstehen. Die Stillstandszeiten für Kalt-, Warm- und Heißstart sind der Studie von Intertek Aptech (2012) entnommen. Je länger ein Kraftwerk stillsteht, desto höher sind aufgrund der fortgeschrittenen Auskühlung und der Materialkontraktion die entstehenden Kosten des Wiederanfahrens. Auf die zusätzliche pekuniäre Bewertung der sich reduzierenden Zuverlässigkeit eines Kraftwerkes durch jede Unterbrechung wurde verzichtet.

Bedauerlicherweise konnten keine Startkosten von Kernkraftwerken ermittelt werden. Es ist jedoch anzunehmen, dass deren Kosten sich in mindestens ähnlichen Dimensionen wie bei konventionellen Kraftwerken bewegen beziehungsweise möglicherweise sogar höher liegen.

Die Werte in Tabelle 4.3 wurden nun genutzt, um zu berechnen, welche Preise der Betreiber eines Kraftwerks bereit ist zu akzeptieren, um einen Ab- und Wiederanfahrvorgang zu vermeiden.

| Ermittelte Grenzkosten für Kernkraftwerke und konventionelle thermische Kraftwerke für Nennlast und Minimallast |           |            |            |               |
|---|-----------|------------|------------|---------------|
| Brennstoff  | Kernkraft | Braunkohle | Steinkohle | GuD-Kraftwerk |
|   | €/MWh     | €/MWh      | €/MWh      | €/MWh         |
| Nennlast  | 20,00     | 18,55      | 35,33      | 52,68         |
| Minimallast   | 20,00     | 20,63      | 40,86      | 65,23         |

Eigene Berechnungen mit Daten aus dem Bericht des Bundeskartellamtes (2011) sowie von Haucap (2012), Schröter (2004), Hundt et al. (2009)

| Ermittelte Kosten für das An- und Abfahren verschiedener konventioneller Kraftwerke |               |              |               |              | Tabelle 4.3   |
|---|---------------|--------------|---------------|--------------|---------------|
| Brennstoff  | Braunkohle    | Braunkohle   | Steinkohle    | Steinkohle   | GuD-Kraftwerk |
| Frischdampfzustand  | Unterkritisch | Überkritisch | Unterkritisch | Überkritisch |               |
| Heißstart   | €/MW          | €/MW         | €/MW          | €/MW         | €/MW          |
| Median  | 62,4          | 63,1         | 75,6          | 80,9         | 57,2          |
| 25 % Quantil  | 47,0          | 51,5         | 60,2          | 69,4         | 51,8          |
| 75 % Quantil  | 69,3          | 70,0         | 82,5          | 87,8         | 73,3          |
| Warmstart   | > 12 h        | > 12 h       | > 12 h        | > 12 h       | > 5 h         |
| Median  | 73,0          | 84,8         | 90,7          | 115,0        | 83,0          |
| 25 % Quantil  | 65,3          | 77,1         | 83,0          | 107,3        | 65,3          |
| 75 % Quantil  | 83,0          | 104,0        | 100,7         | 134,2        | 112,2         |
| Kaltstart   | > 40 h        | > 72 h       | > 40 h        | > 72 h       | > 40 h        |
| Median  | 112,2         | 122,9        | 137,0         | 158,4        | 117,0         |
| 25 % Quantil  | 79,9          | 99,0         | 104,7         | 134,5        | 91,6          |
| 75 % Quantil  | 126,9         | 135,2        | 151,6         | 170,7        | 133,9         |

Angaben und Berechnungen basierend auf Intertek Aptech (2012)

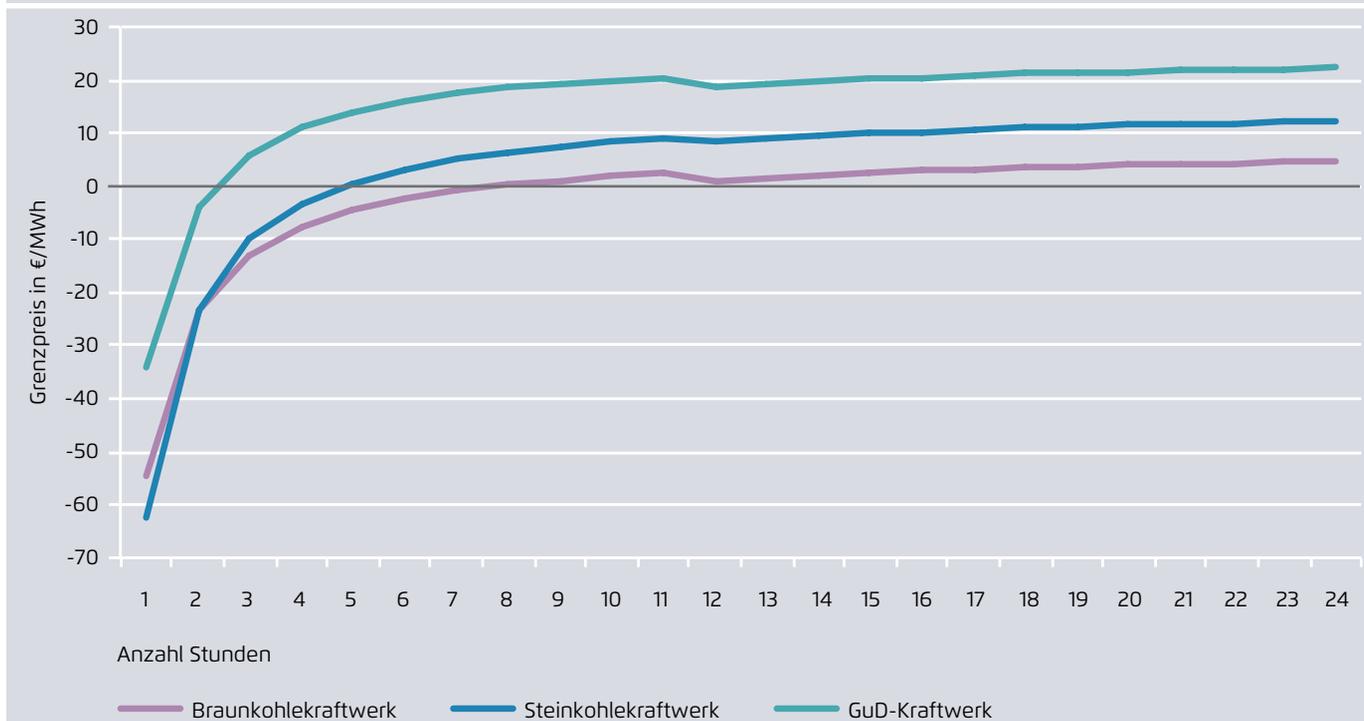
In Abbildung 4.1 wird dargestellt, welche Spotpreise für einen Kraftwerksbetreiber noch akzeptabel wären, wenn eine unterschiedliche Anzahl von Stunden unterhalb der Grenzkosten des Kraftwerks liegt. Er fährt dann dabei das Kraftwerk auf eine verträgliche Minimallast, anstatt es zu stoppen. Um eine maximale Bandbreite nach unten angeben zu können, wurden dabei die technisch realisierbaren An- und Abfahrzeiten vernachlässigt.

Es zeigt sich, dass, sofern es sich nur um eine einzelne Stunde handelt, aus Kraftwerksbetreibersicht Preise bis

minus 60 Euro/MWh akzeptabel sind, um einen Ab- und Wiederanfahrvorgang zu vermeiden. Insbesondere zeigt sich aber auch, dass mit diesem Ansatz auch Stundenpreise zwischen null und zehn Euro/MWh über längere Zeit sehr gut erklärbar sind. Selbst wenn vierundzwanzig Stundenpreise in Folge zwischen null und zehn Euro/MWh liegen – und damit deutlich unter den Grenzkosten eines Braunkohlekraftwerks –, ist es für den Betreiber des Kraftwerks doch ökonomisch sinnvoller, das Kraftwerk auf Minimallast zu betreiben, als es zu stoppen und danach wieder anzufahren.

Grenzspotpreise bei Verteilung der vermiedenen Ab- und Wiederanfahrkosten auf eine unterschiedliche Anzahl von Stunden unterhalb der Grenzkosten bei Reduktion auf Minimallast unter Vernachlässigung technisch realisierbarer An- und Abfahrzeiten

Abbildung 4.1



Eigene Berechnungen mit Daten aus dem Bericht des Bundeskartellamtes (2011) sowie von Haucap (2012), Schröter (2004), Hundt et al. (2009), Intertek Aptech (2012)

Es kann also festgehalten werden, dass trotz des Auftretens sehr niedriger oder gar negativer Preise ein Abfahren konventioneller thermischer Kraftwerke nicht unbedingt lohnenswert ist. Dies ist insbesondere auch bei einer länger dauernden Periode von Preisen zwischen null und zehn Euro/MWh der Fall.

Es zeigt sich jedoch auch, dass dieser Erklärungsansatz der rein kraftwerksseitigen Kosten für An- und Abfahrvorgänge für eine Reihe von Stunden mit hohen Beträgen an negativen Preisen, wie sie Weihnachten 2012 aufgetreten sind, noch nicht ausreichend ist. Ergänzende Erklärungsansätze sind also notwendig.

### 4.3 Auktionierungsverfahren am Day-ahead-Markt der EPEX Spot

Wie im Kapitel 4.2 beschrieben, kann es wirtschaftlich sein, ein Kraftwerk vollständig herunter- und wieder anzufahren, wenn eine Periode eine entsprechend große Anzahl von Stunden mit sehr niedrigen oder negativen Preisen enthält. Zu beachten ist jedoch, dass zum Zeitpunkt der Gebotsabgabe am EPEX-Day-ahead-Markt (12 Uhr des Vortages) weder bekannt ist, wann entsprechend niedrige Preise auftreten, noch in welcher Höhe genau diese Preise auftreten. Dies ist erst nach Bekanntgabe der Auktionsergebnisse durch die EPEX der Fall, nach der eine Änderung der abgegebenen Gebote (selbstverständlich) nicht mehr möglich ist. Durch die Abgabe von preislimitierten Geboten in der Auktion kann dies teilweise abgefangen werden: Die Marktteilnehmer können für eine Einzelstunde ein Gebot

abgeben, welches besagt, dass das Kraftwerk heruntergeregelt wird, falls ein (selbst festgelegter) Mindestpreis unterschritten wird. Zusätzlich können sogenannte Blockgebote abgegeben werden. Ein solches Blockgebot könnte zum Beispiel die Aussage umsetzen: „Wenn der mittlere Preis in den Stunden eins bis acht unter minus zehn Euro/MWh liegt, so möchte ich gerne Strom einkaufen (und mein Kraftwerk in dieser Periode vollständig herunterfahren).“

Durch Blockgebote können somit Interdependenzen zwischen mehreren Lieferstunden teilweise berücksichtigt werden. Allerdings ist die derzeitige Struktur nicht geeignet, die technischen Restriktionen vollständig zu berücksichtigen. So muss sich im oben genannten Beispiel der Kraftwerksbetreiber entscheiden, ob er ein Abschaltgebot für die Stunden eins bis acht abgeben möchte (wenn zum Beispiel der Strompreis in den Stunden eins bis acht unter minus zehn Euro/MWh liegt) oder ob er ein Abschaltgebot für die Stunden eins bis vier abgeben möchte, welches seinen Wunsch darstellt, sein Kraftwerk vollständig herunterzufahren, wenn der Strompreis in den Stunden eins bis vier unter minus 80 Euro/MWh liegt. Beide Wünsche in der Gebotsabgabe zu berücksichtigen, würde bedeuten, dass durch den Bieter Abhängigkeiten zwischen verschiedenen Blockgeboten definiert werden können (gemäß der Logik: „Wenn der mittlere Preis der Stunden eins bis acht minus zehn Euro/MWh unterschreitet, so möchte ich in diesem Zeitraum gerne die Strommenge  $x$  einkaufen, welche aus meiner vollständigen Kraftwerkskapazität resultiert. Wenn der mittlere Preis der Stunden eins bis vier unter minus 80 Euro/MWh liegt, so möchte ich gerne in diesem Zeitraum die Strommenge  $y$  einkaufen, welche aus meiner vollständigen Kraftwerkskapazität resultiert.“). Eine Abgabe solcher abhängiger Blockgebote war bis zum 3. Februar 2014 an der *EPEX Spot* nicht möglich.<sup>7</sup>

Auch wenn die meisten Marktteilnehmer über entsprechende Preisprognosen verfügen und diese zur Kraftwerkseinsatzplanung und für die Gebotsabgabe verwenden

(und somit bereits über vage Information zu den Preisen des Folgetages verfügen), so kann trotzdem davon ausgegangen werden, dass diese Prognosen insbesondere in Extremsituationen (wie sie in dieser Studie betrachtet werden) verhältnismäßig große Unsicherheiten enthalten, das heißt, dass negative Preise nicht zuverlässig vorhergesagt werden können. Dies ergibt sich aus der Tatsache, dass Prognosemodelle auf statistischen Zusammenhängen zwischen Inputparametern und dem Auftreten von entsprechenden Preisen beruhen. Um diese Zusammenhänge zu erkennen, ist es notwendig, dass Preise in der entsprechenden Höhe häufig auftreten. Mit anderen Worten gesprochen werden zum Beispiel extrem negative Preise so lange schlecht zu prognostizieren sein, solange sie nicht in großer Häufigkeit auftreten (und die Prognosemodelle lernen, die verursachenden Parameterkonstellationen zu „erkennen“).

#### 4.4 Zur Systemstabilität notwendige Kapazitäten

Die Frage, welche Wirkleistung zur Systemstabilität des Stromnetzes notwendig ist, scheint an dieser Stelle der Schlüssel in der Betrachtung möglicher Erklärungsansätze zu sein. Betrachtet man die für den Zeitraum der später betrachteten Beispieltage kontrahierte Menge an Regelleistung (siehe Tabelle 4.4), so erkennt man, dass insbesondere zur Bereitstellung der sehr kurzfristigen Flexibilität in der Primärregelung eine entsprechende, laufende Einspeisung von nuklearen und konventionellen Kraftwerken notwendig ist. Dies wird zu meist durch eine Fahrweise im Festdruckbetrieb realisiert. Das heißt, die Turbinen werden mit leicht angedrosselten Turbinenventilen gefahren, um bei Bedarf schnell zusätzliche Leistung zur Verfügung stellen zu können.

Aufgrund der für die Erbringung der Regelleistung geforderten Lastgradienten – insbesondere bei primärer Regelleistung – ist häufig eine hohe Mindestleistung des Kraftwerks erforderlich. Hieraus resultiert eine deutlich höhere Wirkleistung der Regelkraftwerke, als für die benötigte Regelleistung notwendig ist. In der Studie der Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. et al. (2012) wurde im Auftrag der deutschen Übertragungsnetzbetreiber der Fragestellung nachgegangen, wel-

<sup>7</sup> Mit Einführung des NWE Market Couplings am 4. Februar 2014 wurden diese Beschränkungen teilweise aufgehoben und abhängige Gebote sind nun bis zu einem bestimmten Grad möglich.

Kontrahierte Regelleistung der betrachteten Beispieltage

Tabelle 4.4

| in MW    | Primärregelung  | Sekundärregelung |         | Minutenreserve |         |
|----------|-----------------|------------------|---------|----------------|---------|
|          | negativ/positiv | negativ          | positiv | negativ        | positiv |
| 05.01.12 | 572             | 2.114            | 2.084   | 2.158          | 1.737   |
| 25.12.12 | 603             | 2.149            | 2.109   | 2.413          | 2.426   |
| 26.12.12 | 603             | 2.149            | 2.109   | 2.413          | 2.426   |
| 24.03.13 | 613             | 2.108            | 2.133   | 2.452          | 2.406   |
| 16.06.13 | 593             | 2.095            | 2.136   | 2.423          | 2.434   |
| 22.12.13 | 576             | 2.418            | 2.473   | 2.720          | 2.447   |
| 23.12.13 | 576             | 2.418            | 2.473   | 3.220          | 2.947   |
| 24.12.13 | 576             | 2.418            | 2.473   | 3.220          | 2.947   |

www.regelleistung.net; Für Sekundärregelung und Minutenreserve sind die mittleren Bedarfe aufgeführt.

che minimale Wirkleistung zur Systemstabilität notwendig ist. Im Ergebnis wurden dabei ungefähr 13.000 MW genannt. Für die Vorhaltung von Blindleistung können bei Starklast oder Starkwind mit hoher vertikaler Blindlast laut Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. et al. (2012) sogar bis zu 20.000 MW Wirkleistung notwendig sein. Diese Situation eines hohen Blindleistungsbedarfs dürfte zumindest an den Weihnachtsfeiertagen 2012 aufgetreten sein.

Die Zahlen und die späteren Analysen in Kapitel 5 zeigen, dass die Stromerzeugung aus Gründen der Systemstabilität ein sehr signifikanter Baustein für die Erklärung der Erzeugung in der Zeit niedriger positiver beziehungsweise negativer Preise sein kann. Mit den derzeit für Systemdienstleistungen kontrahierten Kraftwerken werden gemäß Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V. et al. (2012) zur Systemstabilität zwischen 13.000 MW und bis 20.000 MW Wirkleistung

als notwendig angesehen. Aufgrund fehlender öffentlicher Daten kann leider keine genauere Abschätzung für die betrachteten Stunden erfolgen.

Für die Vorhaltung von Blindleistung sind im Jahr 2012 zwar mit rund 68 Millionen Euro zweieinhalbmal so hohe Kosten wie noch im Jahr 2011 angefallen. Dennoch ist der Kostenanteil der Blindleistung mit sechs Prozent im Vergleich zu den gesamten Kosten aller Systemdienstleistungen von rund einer Milliarde Euro vergleichsweise gering.<sup>8</sup> Eine weitere wirtschaftliche Beurteilung der Frage, ob die Systemdienstleistungen nicht auch ohne oder zumindest mit niedrigerer Wirkleistung durch andere Technologien erbracht werden können, ist zwar in Bezug auf negative Strompreise äußerst relevant, jedoch aufgrund fehlender öffentlicher Preisinformationen für Systemdienstleistungen jenseits der Regelleistungsmärkte derzeit nicht möglich.

<sup>8</sup> Bundesnetzagentur (2013a)

Dieser sogenannte *Must-run*-Sockel für Systemdienstleistungen wird als ein Element unter anderen in Kapitel 5 zur Erklärung der Erzeugungssituationen zu Zeiten negativer Strompreise herangezogen. In den folgenden Kapiteln, speziell in Kapitel 4.8.6, werden aber auch Hemmnisse benannt, die einer weiteren Absenkung dieses derzeit zur Systemstabilität benötigten *Must-run*-Sockels entgegenstehen. Eine Absenkung des *Must-run*-Sockels, die technisch durchaus möglich wäre, würde negativen Preisen durch eine Verminderung der in diesen Zeiten nicht benötigten Wirkleistung auf der Erzeugungsseite entgegenwirken.

#### 4.5 Erzeugung aus Anlagen mit Kraft-Wärme-Kopplung

Ein weiterer Erklärungsansatz liegt in der Stromerzeugung resultierend aus möglicherweise vorhandenem Wärmebedarf, der durch Anlagen gedeckt wird, die nach dem Prinzip der Kraft-Wärme-Kopplung arbeiten. Für einzelne Tage und Stunden sind bedauerlicherweise keine Daten verfügbar, daher werden synthetische Werte verwendet, die unter anderem auf der Veröffentlichung von von Roon et al. (2008) und der Verwendung verschiedener Kennlinien basieren. Zur Synthetisierung dieser Daten wurden Außentemperaturen verschiedener deutscher Großstädte verwendet.<sup>9</sup> Aus diesen wurde die notwendige Erzeugung in KWK berechnet.

Im Falle negativer Strompreise und milder Temperaturen besteht in vielen Fernwärmenetzen noch die Option, einen Spitzenlastkessel zu starten und das KWK-Kraftwerk herunterzufahren. Ferner besteht die Möglichkeit, Wärmespeicher und die Dynamik des angeschlossenen Wärmenetzes zu nutzen, um die Produktion von Strom in verlustreichen Zeiten zu minimieren. Inwieweit diese Optionen in den untersuchten Zeiträumen genutzt wurden, ist nicht ermittelbar. Daher wurden solche Effekte pauschal mit zehn Prozent der KWK-Erzeugung angesetzt.

Für die untersuchten Tage ergeben sich damit errechnete Werte für die mittlere KWK-Wirkleistung von

- 5.444 MW für den 5. Januar 2012,
- 5.033 MW für den 25. Dezember 2012,
- 4.620 MW für den 26. Dezember 2012,
- 7.848 MW für den 24. März 2013 und
- 2.312 MW für den 16. Juni 2013 sowie
- 4.298 MW für den 22. Dezember 2013,
- 3.971 MW für den 23. Dezember 2013,
- 3.312 MW für den 24. Dezember 2013.

Offen bleibt an dieser Stelle, inwieweit Überschneidungen auftreten zwischen den Kapazitäten, die zur Systemstabilität notwendig sind, und denen, die aus der Wärmeerzeugung resultieren. Anzunehmen ist, dass eher wenige Überschneidungen existieren zwischen den Kraftwerken, die zur Deckung insbesondere der Primärregelleistung notwendig sind, und denen, die KWK-Strom erzeugen, da die Primärregelleistung vor allem von großen Kraftwerken zur Verfügung gestellt wird, während KWK-Anlagen primär kleinere, lokale Kraftwerke sind, die auch zu großen Teilen Gaskraftwerke sind.<sup>10</sup> Allerdings beteiligen sich auch einige dieser Anlagen im Bereich Sekundärregelleistung und Minutenreserve.

Ausgehend von den ermittelten Zahlen für Systemstabilität und KWK muss man also an den betrachteten Tagen von einer Wirkleistung zwischen 15 und 28 GW aus Kernkraftwerken und konventionellen thermischen Kraftwerken ausgehen. Dies setzt sich zusammen aus 13 bis 20 GW für die Systemstabilität und circa 2 bis 8 GW für die Wärmebereitstellung aus KWK-Anlagen.

Die Kosten für das An- und Abfahren der Kraftwerke, die zur Systemstabilität notwendige Erzeugung sowie die Stromerzeugung von KWK-Anlagen erklären grundsätzlich, warum an den betrachteten Tagen trotz signifikant negativer Strompreise Kernkraftwerke und fossile Kraftwerke in einem immer noch erheblichen Maße Strom produziert haben. Darüber hinaus hemmen operative, tech-

<sup>9</sup> Deutscher Wetterdienst

<sup>10</sup> AGFW (2012)

nische oder auch regulatorische Faktoren den Einsatz der möglichen Flexibilität auf der Erzeuger- wie auch der Verbraucherseite. Diese Hemmnisse führen zu einer Verstärkung negativer Preise. Daher werden die – zum Teil auch in einer umfangreichen Experten- und Akteursbefragung – identifizierten Hemmnisse in den folgenden Kapiteln näher erläutert. Zuvor wird auf ein mögliches Hemmnis, verursacht durch die unterschiedlich intensiven Handelsaktivitäten in den Segmenten des Strommarktes, eingegangen.

#### 4.6 Hemmnisse durch EE-Strom am Residualmarkt

Ein Faktor, der die negativen *Day-ahead*-Preise begünstigt, könnte der Umstand sein, dass der *Day-ahead*-Markt nicht als Markt zur Beschaffung oder zum Verkauf sämtlicher Strommengen fungiert. Der größte Teil der Strommengen wird an den Terminmärkten mit einem zeitlichen Abstand bis zu mehreren Jahren vor der Lieferung gehandelt oder zumindest finanziell abgesichert. Hier decken sich Lieferanten ein und verkaufen Kraftwerksbetreiber ihren Strom beziehungsweise vereinbaren Lieferanten und Kraftwerksbetreiber Preise und Mengen für eine zukünftige Lieferung.

Am börslichen und außerbörslichen *Day-ahead*-Markt werden am Tag vor der Lieferung dann meist nur noch die Überschuss- oder Fehlmengen, sogenannte Residualmengen, gehandelt, die sich durch eine Präzisierung der Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen und durch eine kurzfristige Optimierung der Portfolios ergeben. Die gehandelten Stundenvolumina zeigen, dass dabei maximal 50 Prozent der in Deutschland errechneten Last zuzüglich des Exports in der *EPEX-Spot*-Auktion umgesetzt werden. Dagegen sind die Übertragungsnetzbetreiber durch den EEG-Wälzungsmechanismus verpflichtet, die Gesamtmenge des Stroms, der in Anlagen produziert wird, die die reguläre EEG-Einspeisevergütung erhalten, in der *EPEX*-Auktion zu veräußern. Die Direktvermarkter, die Strom aus EEG-Anlagen im Rahmen des Marktprämienmodells vermarkten, sind zwar nicht verpflichtet, ihren Strom in der *Day-ahead*-Auktion abzusetzen. Sie tun es jedoch dennoch zum allergrößten Teil, weil die *Day-ahead*-Auktion zum einen die bei Wei-

tem liquideste Möglichkeit des Spothandels ist, zum anderen stellt der *Phelix Base*, der *Physical Electricity Index*, als Mittelwert aller Preise der *Day-ahead*-Auktion die Grundlage für die Berechnung des Marktwertes des EEG-Stroms dar. Anhand des Marktwerts wird die Kompensationszahlung für aufgetretene Vermarktungsverluste gegenüber der EEG-Einspeisevergütung, die gleitende Marktprämie, bemessen. Der börsliche *Day-ahead*-Handel ist somit die am wenigsten spekulative und somit risikoärmste Möglichkeit des Absatzes von Strom aus diesen Anlagen in der meistgenutzten Direktvermarktungsform, dem Marktprämienmodell.

Im Gegensatz dazu ist anzunehmen, dass insbesondere Betreiber von Großkraftwerken, deren Erzeugung zur Systemstabilität benötigt wird, sich nicht der Volatilität des *Day-ahead*-Marktes aussetzen, sondern sich vorher am Terminmarkt absichern. Dabei ist die Möglichkeit nicht gegeben, in einer Situation negativer Preise die Anlagen abzuschalten und die Terminmarktverpflichtungen über den Spotmarkt abzudecken, da diese Anlagen Verpflichtungen für Systemdienstleistungen oder Fernwärmelieferung eingegangen sind, die ihren Betrieb erfordern.

Das bedeutet, dass im *Day-ahead*-Markt maximal 50 Prozent der Nachfrage auf wahrscheinlich mindestens 90 Prozent der Produktion aus Erneuerbaren Energien treffen. Ist diese Produktion zeitweilig sehr hoch und trifft gleichzeitig auf eine niedrige Nachfrage, so könnte dies begünstigend für den Eintritt und die Höhe negativer Preise wirken.

Der Theorie nach sollten allerdings alle rational handelnden Marktteilnehmer ihre Portfolios durch die Preise am *Day-ahead*-Markt neu ausrichten und die wirtschaftliche Flexibilität ihres Portfolios voll ausnutzen. Das heißt bei niedrigen oder negativen Strompreisen, dass:

→ Kraftwerke und KWK-Anlagen mit niedrigeren Grenzabschaltkosten, die keine Systemdienstleistungen erbringen, heruntergefahren und dafür zuvor am Terminmarkt (sofern möglich teurer) verkaufte Strommengen (günstiger) in der *Day-ahead*-Auktion zurückgekauft werden;

→ sich Stromverbraucher, für die sich der Stromverbrauch erst bei niedrigen oder negativen Strompreisen lohnt, Mengen in der *Day-ahead*-Auktion beschaffen.

Die Untersuchungen in Kapitel 5 zeigen nun an konkreten historischen Situationen mit negativen Preisen, dass diese theoretische Optimierung am Spotmarkt nicht in vollem Umfang stattfindet und sie mit den bisherigen Ansätzen nicht hinreichend erklärt werden kann. Prinzipiell ist es natürlich möglich, dass Marktteilnehmer auch nicht rational handeln. Ein nicht rationales Handeln im Spotmarkt wird durch eine gute Absicherung am Terminmarkt begünstigt. Denn wurden über eine gute Terminabsicherung bereits Deckungsbeiträge fixiert, bleiben sie auch erhalten, wenn keine weitere Optimierung am Spotmarkt vorgenommen wird. Dem Marktteilnehmer entgehen in diesem Fall „nur“ Gewinne, ihm entstehen dadurch keine echten Kosten, die zu einem schlechteren Unternehmensbilanzergebnis führen würden. Dem nicht rational handelnden Marktteilnehmer entstehen allerdings Opportunitätskosten gegenüber der Opportunität, sich in der *Day-ahead*-Auktion zu optimieren. Durch die Optimierung hätte er nämlich sein Unternehmensbilanzergebnis verbessern können (vgl. Kapitel 4.7.2).

Andererseits können auch bestimmte Hemmnisse dazu beitragen, dass ein rational handelnder Marktteilnehmer sich eben nicht am Spotmarkt optimiert. Die folgenden Kapitel widmen sich diesen Hemmnissen, untergliedert nach operativen und technischen sowie regulatorischen Hemmnissen.

Zum leichteren Verständnis wurde in diesem Kapitel nur die Optimierung in der *Day-ahead*-Auktion genannt. Die getroffenen Aussagen gelten dabei zumeist analog für die Optimierung im Zeitraum nach der *Day-ahead*-Auktion bis zur Lieferung, dem sogenannten *Intraday*-Handel.

## 4.7 Operative und technische Hemmnisse

Wie in den vorhergehenden Kapiteln gezeigt wurde, existieren teilweise sehr konkrete (betriebs)wirtschaftliche Gründe, die die ansonsten nicht rationale Stromerzeugung

zu Zeiten negativer Strompreise beziehungsweise eine nicht im zu erwartenden Ausmaß erfolgte Lastverlagerung in Zeiten negativer Strompreise erklären. Daneben bestehen jedoch auch operative und technische Hemmnisse, die einem flexibleren Agieren zu den Stunden mit negativen Strompreisen entgegenstehen.

Eines der vermutlich größten operativen Hemmnisse besteht darin, dass vorhandene Flexibilitätspotenziale operativ nicht in die Prozesse des Anlagenbetriebs und des Energiehandels eingebunden sind. Hierbei sind im Wesentlichen zwei Aspekte zu unterscheiden.

Der häufig einfachere Teil besteht im kurzfristigen Handel der Strommengen. Der kurzfristige Stromhandel wird notwendig durch eine kurzfristige Anpassung der Betriebsweise auf die aktuelle Marktsituation sowohl aufseiten der Stromerzeuger wie auch aufseiten der Stromverbraucher. Diese Anpassung der Betriebsweise und damit die Bereitstellung der zu handelnden Strommengen sind häufig aufwendiger, da hierfür zumeist technische Änderungen am Anlagendesign vorgenommen werden müssen. Hierfür sind Investitionen in Flexibilität notwendig.

Das Auftreten nur leicht positiver oder negativer Strompreise ist stark abhängig von den gesetzlichen Rahmenvorgaben zum Strommarkt und zum Ausbau sowie zur Vermarktung/Wälzung Erneuerbarer Energien. Häufigkeit und Höhe leicht positiver oder negativer Strompreise werden benötigt, um die Wirtschaftlichkeit der Investition in Flexibilität bewerten zu können. Die Wirtschaftlichkeitsrechnungen unterliegen daher inhärent Risiken, die entsprechend eingepreist werden und damit die Wirtschaftlichkeit des Vorhabens selbst häufig infrage stellen.

Die Investitionskosten für die technisch mögliche Flexibilität können sehr unterschiedlich ausfallen. Häufig sind sie jedoch hoch im Vergleich zu den derzeitigen oder mittelfristig erwarteten Erlösen beziehungsweise zu den vermiedenen Kosten aus der Nutzung der Flexibilität. Aber auch vorhandene Flexibilität wird aufgrund bestehender Hemmnisse nicht genutzt, sodass beispielsweise die Eigenstromerzeugung noch vielfach nur der eigenen Nach-

fragekurve nachgefahren und nicht am Marktgeschehen ausgerichtet wird. Das Ausbleiben der Optimierung am Strommarkt hat dabei Ursachen, die in den folgenden Kapiteln beschrieben werden.

#### 4.7.1 Keine Etablierung eines Kurzfristhandels

In den Unternehmen ist kein oder nur ein eingeschränkter kurzfristiger Handel vorgesehen. Dies betrifft zum einen den *Day-ahead*-Auktionshandel, der an sieben Tagen in der Woche um 12 Uhr an der Strombörse *EPEX Spot* durchgeführt wird. Änderungen der Prognosen oder Verfügbarkeiten für den Folgetag können bis spätestens 12 Uhr des Vortages in den Geboten für die Auktion berücksichtigt werden.

Die Kauf- oder Verkaufsgebote für Strom zur Lieferung in den einzelnen Stunden des auf die Auktion folgenden Tages können jedoch auch schon Tage im Voraus bei der Börse eingereicht und bei Bedarf bis 12 Uhr des Vortages angepasst werden. Die Möglichkeit der vorherigen Gebotsabgabe wird gerade vor Wochenenden oder vor durch Feiertage und Brückentage verlängerte Wochenenden genutzt, damit Mitarbeiter an diesen Tagen nicht arbeiten müssen. Den Geboten liegt in der Regel eine energiewirtschaftliche Planung und damit Prognose für den Stromverbrauch und/oder die Fahrweise der Erzeugungsanlagen sowie eine Markteinschätzung zugrunde.

Im Falle der frühen Gebotsabgabe ohne Nachkorrektur erhöhen sich mit entsprechend zeitlichem Vorlauf bis zur Lieferung die Prognoseunsicherheiten. Auf geänderte Marktsituationen zum Beispiel durch veränderte Erzeugungsprognosen für Wind- und Solarstrom oder veränderte Temperaturen und einer damit verbundenen höheren oder niedrigeren Stromnachfrage kann dann nicht reagiert werden. Diese Inflexibilität kann sich dann in entsprechend niedrigen (oder hohen) Strompreisen niederschlagen.

Einige Akteure auf der Erzeugerseite, die bereits vor den Weihnachtsfeiertagen 2012 ihre energiewirtschaftliche Planung fixiert hatten, waren nach eigenen Angaben überrascht über das Ausmaß der negativen Preise und die Höhe der damit verbundenen Kosten. Wäre ihnen das Ausmaß

vorher bekannt gewesen, hätten sie ihre Stromerzeugungsanlagen doch signifikant gedrosselt oder abgeschaltet. Wie sich aus dem direkten Vergleich der Situationen in der Weihnachtszeit 2012 und 2013 ableiten lässt (vgl. hierzu die Analysen in Kapitel 5.2 und 5.6), haben die Marktteilnehmer teilweise ihre Gebotsstrategien angepasst. Einige Marktakteure handeln dabei weiterhin nicht kurzfristig, sondern drosseln ihre Stromerzeugung in Erwartung negativer Preise prophylaktisch. Im Extremfall könnte dieses (Gebots-)Verhalten allerdings zu Versorgungsengpässen führen, sollte unerwartet die Stromerzeugung aus zum Beispiel fluktuierenden Erneuerbaren Energien aufgrund von Wetteränderungen oder durch Ausfälle von Erzeugungsanlagen ausbleiben.

Selbst wenn (technische) Flexibilität günstig zur Verfügung steht oder kurzfristig Prognosekorrekturen möglich sind, wird dennoch häufig nicht kurzfristig gehandelt. Das umfasst auch den Handel nach der *Day-ahead*-Auktion, den sogenannten *Intraday*-Handel, in dem Strom noch börslich bis 45 Minuten und außerbörslich bis 15 Minuten vor Beginn der Lieferung gehandelt werden kann. Hierdurch könnten selbst kurzfristigste Änderungen von Stromerzeugung oder -verbrauch am Markt berücksichtigt werden. Ein Großteil der Bilanzkreise, in den letztlich alle Stromlieferungen und Handelsgeschäfte einfließen, wird nicht oder nicht rund um die Uhr im *Intraday*-Handel optimiert. Expertenschätzungen gehen von einer aktiven *Intraday*-Bewirtschaftung von maximal 30 Prozent bis 50 Prozent aller Bilanzkreise aus. Genaue Zahlen hierüber liegen leider nicht vor.

Als Gründe werden die (teilweise) hohen Aufwände und fehlende Anreize für eine aktive Bilanzkreisbewirtschaftung angeführt. Sofern keine eigene Handelsabteilung besteht, ist ein Handel über Dienstleister möglich. Auch müssen vielfach Handelsabteilungen nicht ganzjährig an sieben Tagen in der Woche und an 24 Stunden am Tag besetzt sein, sondern es reicht häufig ein Ein- oder Zweischichtbetrieb aus, erweitert um einen entsprechenden Bereitschaftsdienst für die verbleibende Zeit, um prinzipiell und gerade in Situationen negativer Preise oder eines Anlagenausfalls kurzfristig Handelsgeschäfte durchzuführen. Der Aufwand

für die Errichtung eines 24/7-Handels beziehungsweise einer 24/7-Handelsbereitschaft stellt daher auch meist nicht den Hinderungsgrund dar, sondern der operative und technische Aufwand zur Schaffung der Flexibilität, bevor handelbare Mengen mit benötigter Flexibilität zur Verfügung stehen, gegenüber erzielbaren (risikobehafteten) Einnahmen.

#### 4.7.2 Opportunitätskosten statt echter Kosten

Nicht zuletzt fehlt teilweise auch den Mitarbeitern gerade der Unternehmen, die über keinen etablierten 24/7-Handel verfügen, eine entsprechende Dienstanweisung und/oder Honorierung für eine kurzfristigere Optimierung. Sie haben schlicht keine vertragliche Verpflichtung oder keinen persönlichen/finanziellen Anreiz, gerade an Wochenenden oder Feiertagen Optimierungsgeschäfte durchzuführen. Bei den Unternehmen führt die fehlende Optimierung zumeist auch „nur“ zu entgangenen Gewinnen gegenüber der Planung und nicht zu zusätzlichen Kosten. Während Kosten regelmäßig in internen Berichten der Unternehmen überwacht werden, treten entgangene Gewinne allenfalls durch zusätzliche Auswertungen zutage. Ein Handlungsdruck zur Flexibilisierung bleibt insofern aus, als dass Opportunitätskosten die Unternehmensbilanz nicht negativ beeinflussen.

#### 4.7.3 Wärmegeführte Fahrweise von KWK-Anlagen

Mit entsprechender Flexibilisierung können Anlagen zur Kraft-Wärme-Kopplung prinzipiell einen signifikanten Beitrag zur Flexibilisierung des Stromsystems leisten. Aktuelle Erhebungen für das Jahr 2011 zeigen einen Anteil des KWK-Stroms von zwölf Prozent an der Nettostromerzeugung der allgemeinen Versorgung und der Industrie.<sup>11</sup> Die installierte KWK-Stromerzeugungskapazität<sup>12</sup> im Jahr 2010 betrug insgesamt 28.500 MW.<sup>13</sup>

11 AGFW (2012)

12 Die hier angegebene KWK-Stromerzeugungskapazität ist der Anteil der maximalen elektrischen Leistung, der mit einer gleichzeitig maximalen Wärmeauskoppelung verbunden ist.

13 Öko-Institut (2012)

Je nach technischer Auslegung und je nach Wärmebedarf können die KWK-Anlagen wärme- oder stromgeführt betrieben werden. Bei der wärmegeführten Fahrweise richtet sich der Betrieb der Anlage allein nach dem Wärmebedarf. Der Strom, der bei der Wärmeerzeugung entsteht, ist dann quasi ein Abfallprodukt, das zu jedem Preis – auch zu negativen Strompreisen – vermarktet wird. Im Falle negativer Strompreise entstehen dadurch für die Wärmeerzeugung (zumindest Opportunitäts-)Kosten im Vergleich zum Strombezug zu negativen Preisen vom Markt, durch den zusätzliche Erlöse erzielt würden. Bei einem flexiblen Wärmebedarf können KWK-Anlagen auch stromgeführt gefahren werden. Ein nicht flexibler Wärmebedarf kann mit einem Wärmespeicher oder durch eine alternative Wärmeerzeugung zum Beispiel mit einem gasbefeueren Spitzenlastkessel flexibilisiert werden. Mit einer entsprechenden technischen Auslegung kann dann der Wärmebedarf weiterhin gedeckt und die Stromerzeugung gezielt gesteuert werden. In diesen Fällen kann die KWK-Wärme zu Zeiten hoher Strompreise und damit systemdienlich erzeugt werden. Abhängig von den variablen Kosten für die Verlagerung des Wärmebedarfs, der Wärmespeicherung oder der alternativen Wärmeerzeugung wird dann die KWK-Stromerzeugung bei niedrigen oder negativen Strompreisen vermieden. Dies wiederum wirkt negativen Strompreisen entgegen.

Leider existieren keine Angaben darüber, wie viele KWK-Anlagen wärme- beziehungsweise stromgeführt betrieben werden. Zu vermuten ist, dass eine größere Anzahl kleiner Anlagen aufgrund des vergleichsweise hohen Aufwands nicht stromgeführt betrieben wird. Hinzu kommen größere KWK-Anlagen, die ebenfalls nicht stromgeführt betrieben werden, da entweder die technische oder operative Flexibilisierung nicht vorgenommen wurde. Oder, so das Ergebnis der Akteursbefragung, der stromgeführten Fahrweise stehen andere operative, technische oder regulatorische Hemmnisse entgegen, die in den nachfolgenden Kapiteln behandelt werden.

#### 4.7.4 Ausgestaltung von Gaslieferverträgen

Die Ausgestaltung von Gaslieferverträgen kann zu sehr unterschiedlichen Kosten für eine zu KWK-Anlagen alterna-

tive Wärmeerzeugung mit gasbefeuerten Kesseln führen, sofern die KWK-Anlage nicht ebenfalls mit Gas, sondern mit einem anderen Brennstoff befeuert wird.

So legen einige Gaslieferverträge eine Mindestabnahmemenge beziehungsweise eine Mindestlast fest, die der Käufer abnehmen muss. Ist er dazu nicht in der Lage, so wird ihm vom Lieferanten dennoch die vertraglich definierte Gesamtmenge in Rechnung gestellt. Diese Mindestmenge wird auch als *Take-or-Pay-Menge* (ToP) bezeichnet (der Käufer kann also das Erdgas abnehmen oder alternativ das Erdgas bezahlen, ohne es abzunehmen). Ist die Mindestabnahmemenge noch nicht erreicht, kann es so lange für den Betreiber der KWK-Anlage vorteilhaft sein, die Wärme nicht mit der KWK-Anlage, sondern mit dem gasbefeuerten Kessel zu erzeugen, bis die Mindestabnahmemenge erreicht ist. In diesem Fall sind die strompreisgeführte Fahrweise der KWK-Anlage und das Abregeln der Anlage bei niedrigen oder negativen Strompreisen vorteilhaft.

Neben Mindestmengen und -leistungen beinhalten Gaslieferverträge aber auch flexible Mengen, die der Käufer je nach Bedarf abrufen kann, oder auch Höchstmengen beziehungsweise maximale Leistungen. Die konkreten Vertragsausgestaltungen sind vielfältig. So kann zum Beispiel die minimale und die maximale Abnahmemenge auf eine Jahresmenge oder genauso gut auf Quartals-, Monats-, Tages- oder auch Stundenmengen bezogen werden. Ferner können für eine Gaslieferung über die Höchstmenge hinaus Pönalen vorgesehen sein. Ebenfalls sind Preisbestandteile möglich, die von der maximalen Gasbezugsleistung zum Beispiel innerhalb eines Jahres abhängen (Leistungspreis). Eine zur KWK-Anlage alternative Gasfeuerung kann also gerade beim ersten Einsatz innerhalb eines Bemessungszeitraums die Wärmelieferung durch den Gasleistungspreis stark verteuern. Ein zweiter Einsatz mit gleich hoher Leistung hätte dann keinen weiteren preiserhöhenden Effekt.

ToP-Gaslieferverträge können also zu sehr unterschiedlichen Gaspreisen für eine alternative Wärmebereitstellung führen und Pfadabhängigkeiten erzeugen, je nachdem wie der Gasliefervertrag in der Vergangenheit bewirtschaftet wurde oder wie dessen Bewirtschaftung für die Zu-

kunft geplant ist. ToP-Gaslieferverträge können somit die Flexibilität von KWK-Anlagen mit alternativer gasbefeuerter Wärmeerzeugung begünstigen oder hemmen. Auch innerhalb eines Bemessungszeitraums können ToP-Gaslieferverträge zu sehr unterschiedlichen Bewertungen der Grenzkosten führen, ab welchen niedrigen oder negativen Strompreisen sich eine zur KWK-Anlage alternative Wärmeerzeugung mit Erdgas lohnt.

#### 4.7.5 Pfadabhängigkeiten bei Kernkraftwerken

Pfadabhängigkeiten können auch bei der Fahrweise von Kernkraftwerken auftreten. So können beispielsweise Kernkraftwerke aufgrund von technischen Vorgaben zum sicheren Betrieb der kerntechnischen Reaktion nicht beliebig kurz hintereinander heruntergefahren oder gedrosselt werden. Die Pfadabhängigkeit tritt beispielsweise dann zutage, wenn auf eine Phase negativer Strompreise, in denen das Kraftwerk heruntergefahren wurde, wieder Stunden mit Preisen über den Grenzkosten von Kernkraftwerken folgen, sodass das Kernkraftwerk wieder angefahren wird, weil es sich wirtschaftlich lohnt. Treten dann allerdings wieder negative Preise auf, die zum Beispiel aufgrund einer Wetteränderung zuvor nicht absehbar waren, kann das Kernkraftwerk aufgrund der Sicherheitsvorgaben nicht wieder heruntergefahren werden, obwohl es die Preise gebieten würden. Mit dem ersten Herunterfahren ist dann die Flexibilität des Kraftwerks für den sicherheitstechnisch notwendigen Zeitraum „verkauft“ worden.

#### 4.7.6 Unvorhersehbare technische Störungen

Störungen einzelner Kraftwerkskomponenten wie zum Beispiel Schäden an den Dampfrohren, die zu einer eingeschränkten dynamischen Fahrweise des Dampfkessels führen, können die Flexibilität des Kraftwerkseinsatzes ebenfalls deutlich hemmen. Dies kann dazu führen, dass Kraftwerke komplett abgeschaltet werden müssen (in diesem Falle würden sie nicht zu negativen Preisen beitragen) oder nur sehr eingeschränkt flexibel betrieben werden können. Im letzteren Falle kann dann eine Reaktion auf negative Preise in der Fahrweise des Kraftwerks nur eingeschränkt erfolgen oder muss sogar gänzlich unterbleiben, was den Druck zu negativen Strompreisen erhöht.

## 4.8 Regulatorische Hemmnisse

Neben den operativen und technischen Hemmnissen bestehen regulatorische Hemmnisse, die der Flexibilität von Erzeugung und Verbrauch entgegenstehen und somit negative Strompreise begünstigen. Diese Hemmnisse werden in den folgenden Kapiteln erläutert.

### 4.8.1 Hohe Flexibilitätskosten bei KWK-Stromerzeugung

Bei niedrigen oder negativen Preisen wird die KWK-Stromerzeugung wirtschaftlich immer unattraktiver. Kann der Wärmebedarf nicht in Zeiten höherer Strompreise verlagert werden, muss die Wärme beispielsweise mit einem gasbefeuerten Spitzenlastkessel erzeugt werden. Spitzenlastkessel werden installiert, um die Wärmebedarfsspitzen über eine zusätzliche Feuerung ohne gleichzeitige Stromerzeugung zu decken. Damit können die für die übrigen Zeiten ausreichenden KWK-Wärmeerzeugungsanlagen kleiner dimensioniert und die Investitionskosten für den KWK-Teil reduziert werden.

Sofern die technische Flexibilität gegeben ist, entscheidet ein Kostenvergleich, ob sich der Einsatz des Spitzenlastkessels anstelle der KWK-Anlage bei niedrigen oder negativen Strompreisen lohnt. Den vermiedenen Kosten der KWK-Anlage für Wärme und Strom bei negativen Strompreisen sind die Kosten der Wärmebereitstellung aus dem Spitzenlastkessel gegenüberzustellen. Hierbei sind neben den reinen Gasbezugskosten inklusive der möglichen Hemmnisse aus dem Gasliefervertrag (vgl. Kapitel 4.7) weitere Kosten für die Gasnetznutzung und für Steuern zu berücksichtigen.

Die Gasnetznutzungsentgelte setzen sich zusammen aus einem Arbeitspreisanteil für die verbrauchte Gasmenge und einem Leistungspreisanteil für die Inanspruchnahme der jährlichen Höchstleistung. Durch den Einsatz des Spitzenlastkessels können sich gerade die benötigte Höchstleistung und somit der Leistungspreis signifikant steigern. Hierbei sind entsprechende Abstufungen auch abhängig von den Jahresbenutzungsstunden der Gasnetznutzung zu berücksichtigen. Diese bei der erstmaligen Nutzung des

Spitzenlastkessels entstehenden zusätzlichen Netznutzungsentgelte können nun theoretisch allen Zeiträumen im Abrechnungszeitraum der Netzentgelte mit niedrigen oder negativen Strompreisen, in denen die KWK-Anlage abgeschaltet werden soll, zugeordnet werden. Allerdings sind diese Zeiträume langfristig nur schlecht prognostizierbar, weshalb diese Kosten meist nur der ersten KWK-Anlagenabschaltung zugeordnet werden. Dies erhöht die Vergleichskosten des Spitzenlastkesselbetriebs, weshalb niedrigere Strompreise benötigt werden, damit sich der Betrieb des Spitzenlastkessels rechnet. Für die weiteren Abschaltungen der KWK-Anlage fallen diese Kosten dann nicht mehr ins Gewicht, weswegen hierfür dann bereits höhere Preise als beim ersten Mal zu einem Betrieb des Spitzenlastkessels führen. Durch die Struktur der Netzentgelte mit Leistungspreisanteilen entsteht hier also eine Pfadabhängigkeit, die ein erstes Abschalten von KWK-Anlagen im Abrechnungszeitraum der Netzentgelte erschwert.

Ferner fallen für den Einsatz des Erdgases unterschiedlich hohe Kosten an. Wird das Erdgas in der KWK-Anlage verfeuert, ist es steuerbegünstigt. Wird es jedoch im Spitzenlastkessel eingesetzt, wird auf das Erdgas die übliche Energiesteuer erhoben. Für den KWK-Einsatz sind insbesondere die Energiesteuerentlastungen nach § 53 Energiesteuergesetz (EnergieStG) relevant.

### 4.8.2 Lange Vorlaufzeiten in den Regelleistungsmärkten

Zu einem suboptimalen Einsatz der Kraftwerke, die am primären und am sekundären Regelleistungsmarkt teilnehmen, tragen lange Vorlaufzeiten der Ausschreibung der Regelleistung bei. Die Übertragungsnetzbetreiber führen die Ausschreibungen für die wöchentliche Erbringung der Regelleistung regelmäßig am Dienstag der Vorwoche für primäre und am Mittwoch der Vorwoche für sekundäre Regelleistung durch. Die Ausschreibungen erfolgen also mit einem zeitlichen Vorlauf von sechs bis zwölf Tagen beziehungsweise fünf bis elf Tagen vor der Erbringung der Regelleistung und damit zu einem Zeitpunkt, an dem vor allem die meteorologischen Einflüsse auf Angebot und Nachfrage wie Wind, Sonne und Temperatur noch hohe Unsicherheiten aufweisen können. Durch Feiertage können sich die

Vorlaufzeiten sogar noch weiter verlängern. Für die Weihnachtswoche 2013 erfolgten die Ausschreibungen beispielsweise bereits am Montag und Dienstag der Vorwoche, was die Vorlaufzeiten um einen Tag verlängerte. Denn am Mittwoch und Donnerstag derselben Woche, 18./19. Dezember 2013, wurden bereits die Ausschreibungen für die erste Kalenderwoche 2014 vorgenommen, also mit Vorlaufzeiten von 12 bis 18 beziehungsweise 11 bis 17 Tagen.

Kraftwerke, die einen Zuschlag im Regelleistungsmarkt erhalten, verkaufen damit einen Teil ihrer Flexibilität. Zumeist müssen die Betreiber ihre Kraftwerke am Netz halten, um die kontrahierte Regelleistung bei Bedarf erbringen zu können – selbst dann, wenn sich herausstellt (zum Beispiel durch Wetterprognosen, die nach der Ausschreibung korrigiert wurden), dass ihre Einspeisung aus einer reinen Grenzkostenbetrachtung (zumindest zeitweise) nicht wirtschaftlich gewesen wäre. Vermarkten die Regelkraftwerksbetreiber ihre Stromeinspeisung zu niedrigeren Preisen am Spotmarkt unterhalb ihrer Grenzkosten, entfallen dann zuvor erwartete Erlöse beziehungsweise entstehen zusätzliche Kosten bei negativen Strompreisen. Sind niedrige oder negative Preise dagegen vorhersehbar, werden Regelkraftwerksbetreiber versuchen, entgangene Erlöse beziehungsweise zusätzliche Kosten durch einen entsprechend höheren Gebotspreis für die primäre oder negative sekundäre Regelleistung zu kompensieren. Dies erhöht einerseits im Spotmarkt den Druck zu niedrigen oder negativen Preisen und führt andererseits zu höheren Regelkosten für Primär- und negative Sekundärregelleistung. Aus Sicht des Stromsystems wäre daher ein Einsatz von Kraftwerken mit niedrigen Grenzkosten zur Erbringung von Regelleistung in Zeiten hoher Einspeisung aus Erneuerbaren Energien und gleichzeitig niedriger Nachfrage sinnvoller.

Die Möglichkeit des suboptimalen Einsatzes wurde anhand von Kraftwerken erläutert. Die Ausführungen gelten analog für diejenigen Verbraucher, die an den Regelleistungsmärkten teilnehmen. Für die noch jungen Regelleistungserzeuger der sofort abschaltbaren Lasten und der schnell abschaltbaren Lasten werden Monatsausschreibungen durchgeführt.

In der Vergangenheit haben Regulierer und Übertragungsnetzbetreiber die Vorlaufzeiten bereits verkürzt. Vor Juni 2011 waren die Ausschreibungen für Primär- und Sekundärregelleistung noch monatlich. Im Rahmen der Schaffung eines EU-Binnenmarkts im Stromsektor sollten die Vorlaufzeiten weiter verkürzt werden unter Wahrung des hohen Grades der Systemstabilität. Hierdurch kann eine bessere Optimierung des gesamten Stromsystems angesichts der erst kurzfristig bekannten Wettereinflüsse und der Stromeinspeisung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien ermöglicht werden.

Durch eine Verkürzung der Vorlaufzeiten kann eine stärkere Teilnahme am Regelleistungsmarkt von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien – auch fluktuierender Erneuerbarer Energien wie Wind und Sonne – erreicht werden. Die Einbeziehung der EE-Anlagen in den Regelleistungsmarkt wird mit dem Fortschreiten der Energiewende immer notwendiger, um zu Zeiten hoher Stromeinspeisung aus Erneuerbaren Energien und gleichzeitig niedrigen oder negativen Strompreisen nicht benötigte Stromerzeugung mit höheren Grenzkosten vom Netz nehmen zu können. Dies senkt den *Must-run*-Sockel und wirkt somit negativen Preisen entgegen.

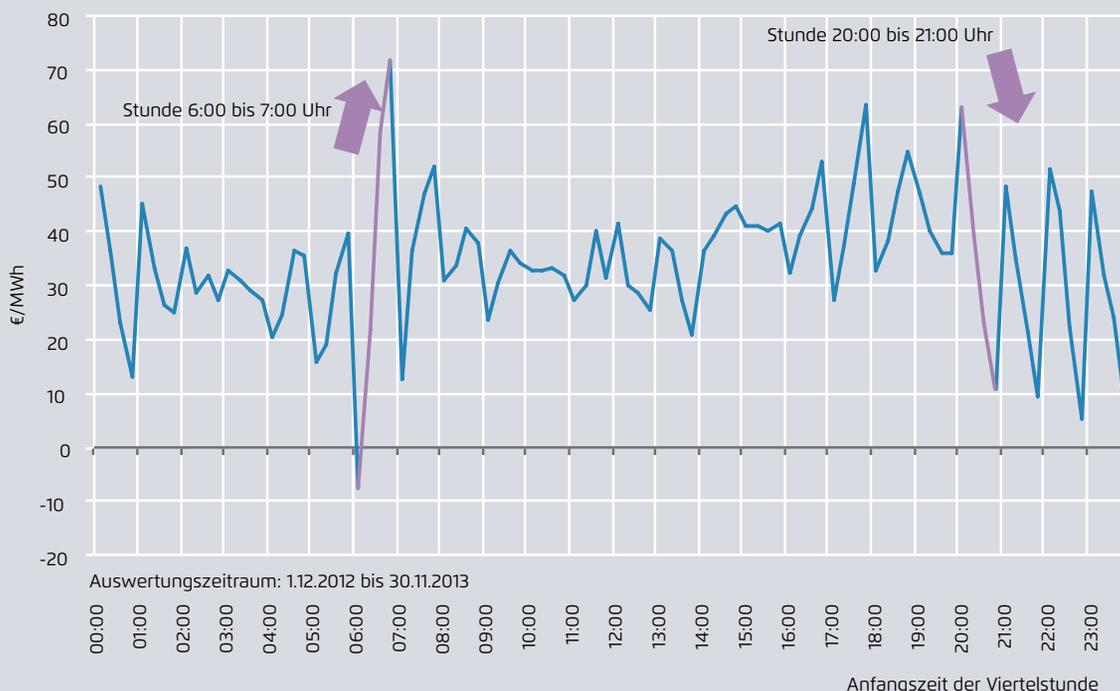
#### 4.8.3 Geringe Anreize durch Ausgleichsenergiepreise

Wie bereits in Kapitel 4.7 ausgeführt wurde, werden nach Expertenschätzung 50 bis 70 Prozent aller Bilanzkreise nicht aktiv im *Intraday*-Handel bewirtschaftet. Nach Akteursangaben liegt dies neben vorwiegend operativen Gründen auch daran, dass die Ausgleichsenergiepreise, die für Bilanzabweichungen gezahlt werden müssen, in vielen Fällen keine ausreichenden Pönalen darstellen, um der Pflicht zum viertelstündlichen Ausgleich des Bilanzkreises nachzukommen.

Durch eine aktive Bewirtschaftung werden erkennbare Abweichungen gegenüber der initialen Fahrplananmeldung bis 14.30 Uhr des Vortages an den Markt gestellt und können durch entsprechende Handelsgeschäfte bis spätestens eine Viertelstunde vor der Lieferviertelstunde und einer damit einhergehenden Änderung von Stromerzeugung/-verbrauch ausgeglichen werden. Ohne Korrekturen im *In-*

Mittlere Ausgleichsenergiepreise (reBAP) für die Viertelstunden eines Tages im Zeitraum 1. Dezember 2012 bis 30. November 2013

Abbildung 4.2



50Hertz (2014)

trading-Handel können größere Bilanzkreisabweichungen entstehen, die schließlich zu einem Mehrbedarf an Regelleistung führen können. Denn durch den Einsatz von Regelleistung wird die Summe aller Bilanzkreisabweichungen innerhalb des Netzregelverbands ausgeglichen. Müssen die Übertragungsnetzbetreiber mehr Regelleistung vorhalten, kann sich dadurch der *Must-run*-Sockel erhöhen und die Wahrscheinlichkeit für das Auftreten negativer Strompreise steigen.

Die regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreise (reBAP), wie die Ausgleichsenergiepreise vollständig bezeichnet werden, setzen per se einen Anreiz, das Ausgleichsenergiepreisrisiko zu reduzieren. Die Ausgleichsenergiekosten hängen dabei einerseits stark von der jeweiligen Netzsituation und der Inanspruchnahme von Ausgleichsenergie ab und zum anderen von der Höhe der Bilanzkreisabweichungen.

Im Auswertungszeitraum vom 1. Dezember 2012 bis zum 30. November 2013<sup>14</sup> lagen die viertelstündlichen Ausgleichsenergiepreise in einem Intervall zwischen minus 2.498,40 Euro/MWh und 1.608,20 Euro/MWh. Die Ausgleichsenergiepreise wiesen dabei eine teils starke Volatilität mit großen Preissprüngen bis zu 2.508,34 Euro/MWh von einer Viertelstunde zur anderen auf. Im ungewichteten Mittel ergab sich im Auswertungszeitraum allerdings „nur“ ein Ausgleichsenergiepreis von 34,19 Euro/MWh und die in Abbildung 4.2 dargestellte Preischarakteristik im Tagesverlauf. Mit einer konstanten Bilanzkreisabweichung in jeder Viertelstunde im Auswertungszeitraum hätte die abweichende Menge also mit 34,19 Euro/MWh beschafft beziehungsweise aufgrund der Symmetrie der Ausgleichsenergiepreise veräußert werden können, was aufgrund von

14 Die Werte für Dezember 2013 lagen zum Auswertungszeitpunkt noch nicht vor.

§ 4 Absatz 2 Stromnetzzugangsverordnung und den Vorschriften des Bilanzkreisvertrags natürlich gezielt nicht zulässig wäre, da der Bilanzkreis eine ausgeglichene Viertelstunden-Leistungsbilanz aufweisen sollte. Alternativ hätte die Beschaffung/Veräußerung im Auswertungszeitraum am Spotmarkt in der *EPEX-Day-ahead*-Auktion zu einem Preis von 37,76 Euro/MWh realisiert werden können. Der Vergleich der beiden Preise zeigt also – zumindest für den Auswertungszeitraum – nur einen relativ geringen Anreiz zu einer Optimierung der Viertelstunden-Leistungsbilanz des Bilanzkreises, sofern die Bilanzkreisabweichungen möglichst gleichmäßig auftreten. Im konkreten Fall wäre eine (nicht zulässige) Beschaffung der Strommengen in Form einer Unterspeisung des Bilanzkreises zehn Prozent günstiger gewesen als in der Spotauktion. Dieser Zusammenhang von Ausgleichsenergiepreis und Spotpreis ist jedoch keine starre Regel, weshalb immer ein Ausgleichsenergiepreiserisiko bestehen bleibt und ein prinzipieller Anreiz zur Minimierung des Ausgleichsenergiebedarfs durch eine aktive Bilanzkreisbewirtschaftung gesetzt wird.

Ein höheres Ausgleichsenergiepreiserisiko kann sich ergeben, wenn die Bilanzkreisabweichungen nicht gleichmäßig auftreten. In diesem Fall müssten die jeweiligen Ausgleichsenergiepreise mit den abweichenden Mengen gewichtet werden, was zu sehr unterschiedlichen Ergebnissen führen kann. Besonders günstig/ungünstig ist es beispielsweise, wenn die Unterspeisungen des Bilanzkreises im Tagesverlauf regelmäßig auf die Täler/Spitzen der in Abbildung 4.2 dargestellten Preischarakteristik im Tagesverlauf treffen. Das Gleiche gilt analog für Überspeisungen.

Abbildung 4.2 zeigt (beispielhaft violett markiert für die Stunde von 6.00 bis 7.00 Uhr und von 20.00 bis 21.00 Uhr) typische Muster beim Ausgleichsenergiepreis im Verlauf der vier Viertelstunden innerhalb einer Stunde. So steigen in den Morgenstunden und den Stunden des späteren Nachmittags die Ausgleichsenergiepreise typischerweise steil an, während sie in den Abend- und Nachtstunden typischerweise stark fallen. Dies ist auf die Lastgradienten der Residuallast, das heißt auf die Differenz aus der Stromnachfrage und der Einspeisung vor allem von Solarstrom (da sie einem regelmäßigen Muster folgt) zurückzuführen

und lässt auf eine mangelnde Bewirtschaftung der Bilanzkreise im Viertelstundenraster schließen.

Mit dem Beschluss BK6-12-024 der Bundesnetzagentur vom 25. Oktober 2012 zur Weiterentwicklung des Ausgleichsenergiepreis-Abrechnungssystems, der zum 1. Dezember 2012 in Kraft trat, hat die Bundesnetzagentur eine Anpassung der Berechnungsmethodik zur Ermittlung des Ausgleichsenergiepreises vorgenommen. Bis zu diesem Zeitpunkt ergab sich der Ausgleichsenergiepreis aus den Kosten für die Erbringung von Regelarbeit in der sekundären Regelleistung und Minutenreserve zum Ausgleich des Netzregelverbundaldos in der jeweiligen Viertelstunde. Um eine bewusste Spekulation und Inkaufnahme von Bilanzkreisabweichungen gegenüber einer Marktbeschaffung/-veräußerung der Strommengen unattraktiv zu gestalten, hat die Bundesnetzagentur in ihrem Beschluss eine Ober- beziehungsweise Untergrenze für den Ausgleichsenergiepreis als mengengewichteten Mittelwert der *Intraday*-Stundenpreise festgelegt. Zusätzlich wurde für angespannte Netzsituationen ein Auf- beziehungsweise Abschlag von 50 Prozent, mindestens jedoch 100 Euro/MWh, auf den Ausgleichsenergiepreis festgelegt, für den Fall der Aktivierung von mehr als 80 Prozent der kontrahierten Regelleistung.

Diese Anpassung der Berechnungsmethodik für die Ausgleichsenergiepreise zeigte anscheinend, wie auch an den charakteristischen Mustern in den Ausgleichsenergiepreisen zu erkennen ist (vgl. Abbildung 4.2), noch nicht die erhoffte Wirkung. Denn im September 2013 legte die Bundesnetzagentur das Positionspapier BK6-13-104 zu den Pflichten der Bilanzkreisverantwortlichen zu einer ordnungsgemäßen viertelstündlichen Bewirtschaftung der Bilanzkreise vor. Darin hat sie die „Übertragungsnetzbetreiber zur gezielten Auswertung der Bilanzkreisabrechnungen auf Einhaltung dieser Pflichten und ggf. Vorlage an die Bundesnetzagentur zur Feststellung einer Prognosepflichtverletzung aufgefordert“.<sup>15</sup> Es bleibt abzuwarten, inwieweit diese verwaltungsrechtlichen Schritte Wirkung zeigen.

<sup>15</sup> Bundesnetzagentur (2013)

Eine weitere Möglichkeit bestünde darin, beispielsweise im Zuge der Umsetzung des dritten EU-Binnenmarktpakets und der Europäischen Überarbeitung des *Network Code on Electricity Balancing* oder durch einen davon unabhängigen Beschluss der Bundesnetzagentur, stärkere wirtschaftliche Anreize für eine aktive *Intraday*-Bewirtschaftung der Bilanzkreise zu schaffen. Dies kann zum Beispiel durch eine Umstellung des Abrufs der Regelarbeit nach dem derzeitigen *Pay-as-bid*-Verfahren in ein *Pay-as-cleared*-Verfahren erfolgen. Nach dem *Pay-as-bid*-Verfahren erhält jeder Anbieter im Falle des Abrufs den gebotenen Preis. Im *Pay-as-cleared*-Verfahren dagegen bestimmt die teuerste benötigte Regelarbeit den Preis für sämtliche gleichzeitig benötigte Regelarbeit. Gerade im Falle einer hohen Inanspruchnahme von Regelarbeit kann dies – bei gleicher Weiterverrechnung der Regelarbeitskosten in den Ausgleichsenergiepreis wie heute – den Ausgleichsenergiepreis deutlich erhöhen. Die Mehreinnahmen durch diesen höheren Ausgleichsenergiepreis können dabei den abgerufenen Anbietern von günstigerer Regelarbeit zugutekommen (sogenannte *windfall profits*) oder aber entgeltsenkend mit den Netzentgelten verrechnet werden.

Darüber hinaus kann eine asymmetrische Ausgleichsenergiebepreisung, also eine unterschiedliche Bepreisung von Über- und Unterspeisungen beispielsweise in Abhängigkeit des Regelzonensaldos, höhere Anreize zur aktiven *Intraday*-Bewirtschaftung der Bilanzkreise setzen, weil sie einander ausgleichende Abweichungen vom Fahrplan nach oben und unten bestraft. Bei einer Umsetzung der asymmetrischen Ausgleichsenergiebepreisung ist darauf zu achten, dass sie systemdienlich ausgestaltet wird und nicht zu weiterer Spekulation gegenüber dem Spotmarktpreis oder gegen die Systemsicherheit führt.

Mit einer höheren Fahrplantreue durch eine aktive viertelstündliche *Intraday*-Bewirtschaftung der Bilanzkreise sollte die Liquidität im *Intraday*-Handel zunehmen und ein effizienterer Kraftwerkseinsatz durch die Hebung kurzfristiger Flexibilitätspotenziale erfolgen. Gleichzeitig verringert sich der Regelleistungsbedarf mit zunehmender Fahrplantreue. Ein geringerer Regelleistungsbedarf wiederum reduziert die derzeit für Systemdienstleistungen

benötigte Mindesteinspeisung und wirkt auf diese Weise negativen Strompreisen entgegen.

#### 4.8.4 Starre Standardlastprofile

Standardlastprofile bilden gerade in ungewöhnlichen Wettersituationen (wie zum Beispiel bei einer starken Abweichung der Ist-Temperatur vom langjährigen Mittel, wie sie Weihnachten 2012 aufgetreten sind) die Last äußerst schlecht ab. Allerdings fehlen auch für genauere Prognosen häufig die Vergleichswerte, da ungewöhnliche Wettersituationen eben gerade nicht wiederkehrend sind.

Abhängig vom Lastprofilverfahren schlagen sich Abweichungen von Lastprofil und tatsächlichem Verbrauch in den Bilanzkreisen der Lieferanten (analytisches Lastprofilverfahren) oder in den Differenzbilanzkreisen der Verteilnetzbetreiber (synthetisches Lastprofilverfahren) nieder. Wie die Lieferantenbilanzkreise müssen auch die Differenzbilanzkreise der Verteilnetzbetreiber eine ausgeglichene Viertelstunden-Leistungsbilanz aufweisen. Nach Experteneinschätzung wird jedoch ein Großteil sowohl der Lieferantenbilanzkreise als auch der Differenzbilanzkreise nicht aktiv viertelstündlich im *Intraday*-Handel bewirtschaftet. Die Ursachen hierfür sind in Kapitel 4.8.3 beschrieben.

Kurzfristigere Messungen und Hochrechnungen der Verbrauchswerte könnten mit entsprechender Anpassung der Kraftwerkseinsatzplanung oder entsprechend kurzfristiger Handelsgeschäfte auf Viertelstundenbasis Vorteile bringen. In einem ersten Schritt könnten teilweise bereits vorhandene Netzlastdaten der Verteilnetzbetreiber bessere kurzfristige Prognosen ermöglichen. Beim analytischen Lastprofilverfahren müssten die Lieferanten selbst Hochrechnungen aus den Verbrauchsdaten ihrer Kunden erstellen. Denn aufgrund des *Unbundlings* dürfen die Verteilnetzbetreiber die Daten nicht den Lieferanten, Kraftwerksbetreibern beziehungsweise Händlern übermitteln.

Da Standardlastprofile üblicherweise nicht temperaturabhängig ausgestaltet sind und dies zu großen Abweichungen zu den realen Stromverbräuchen führen kann, wäre in jedem Falle eine temperaturangepasste und dynamischere Ausgestaltung der Standardlastprofile anzustreben. Neben

einem effizienteren Kraftwerkseinsatz kann dies zu einem geringeren Regelleistungsbedarf führen. Dies senkt wiederum den derzeit für Regelleistung benötigten *Must-run*-Sockel und wirkt negativen Preisen somit entgegen.

#### 4.8.5 Intransparenz der übrigen Systemdienstleistungsmärkte

Insgesamt ist die Auswirkung von Systemdienstleistungen auf die Höhe negativer Strompreise auf Basis öffentlicher Daten schwer einzuschätzen. Dies liegt vor allem an der hohen Intransparenz über die Erbringung von Systemdienstleistungen. Die Regelleistungsmärkte bilden hier teilweise eine Ausnahme, da immerhin der Regelleistungsbedarf, die bezuschlagten Gebotspreise sowie der Abruf der Regelleistung veröffentlicht werden. Welche Arten von Anlagen jedoch konkret die Regelleistung erbringen, bleibt – auch durch die Möglichkeit der Erbringung der Regelleistung aus einem Anlagenpool – derzeit intransparent. Im Zusammenhang mit negativen Strompreisen wären hier transparente Informationen für die konkreten Zuständigkeiten, jeweiligen Bedarfe, Vertragsstrukturen, Vertragsdauern, Kosten sowie Vergütungen in den unterschiedlichen Systemdienstleistungssegmenten und die korrespondierende Wirkleistungserbringung für weitere Analysen und die Ableitung möglicher Maßnahmen für eine sichere und kostengünstige Stromversorgung im Zuge der Energiewende wünschenswert.

#### 4.8.6 Wirkstromeinspeisung bei der Erbringung von Blindleistung

Wie in Kapitel 4.4 und Kapitel 4 detaillierter erläutert, können Systemdienstleistungen einen signifikanten Einfluss auf negative Preise ausüben. Neben der Regelleistung gilt dies insbesondere für die Erbringung von Blindleistung.

Aus Mangel an Informationen über die tatsächliche Einspeisung aus Kraftwerken beziehungsweise über den Einsatz gerade auch von Eigenerzeugungsanlagen und den Eigenverbrauch sowie durch die ungenaue Prognose über die Einspeisung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien erfolgt der Einsatz von Kraftwerken zur Bereitstellung von Blindleistung teilweise suboptimal.

Auch eine bessere Abstimmung des Einsatzes von Blindleistung zwischen Verteilnetzbetreibern und Übertragungsnetzbetreibern könnte die Effizienz des Blindleistungseinsatzes steigern, den Bedarf und damit die Kosten senken sowie den *Must-run*-Sockel verringern und somit negativen Preisen entgegenwirken.

Gerade in Zeiten mit hoher Einspeisung von Windstrom können hohe Blindleistungsbedarfe entstehen. Da Blindleistung häufig noch aus laufenden Kraftwerken erbracht wird, ist die Blindleistungserbringung mit einer Wirkstromeinspeisung verbunden. In Zeiten des Stromüberschusses erhöht sich damit die Wahrscheinlichkeit für negative Strompreise.

Rein technisch ist die Erbringung von Blindleistung über Phasenschieber ohne Wirkleistung auf der Erzeugungsseite möglich.<sup>16</sup> Nach Akteursangaben seien Phasenschieber jedoch in der Genehmigung schwierig. Nach Herstellerangaben können auch Windenergie- und Photovoltaikanlagen durch entsprechende (software-)technische Konfigurationen Blindleistung bereitstellen. Dies hätte gerade in Zeiten hoher Wind- und Solarstromeinspeisung den Effekt, dass nicht zusätzlich (konventionelle) Kraftwerke allein für die Erbringung von Blindleistung am Netz sein müssten, obwohl ihre Wirkstromeinspeisung nicht benötigt wird. Allerdings fehlen derzeit häufig wirtschaftliche Anreize für eine Blindleistungserbringung durch EE-Anlagen.

Die objektive Beurteilung der Wirtschaftlichkeit ist aufgrund der in Kapitel 4.8.5 erläuterten Intransparenz schwierig. Um negativen Strompreisen entgegenzuwirken, wäre eine höhere Transparenz anzustreben und – mit Ausnahme der Regelleistung, wo dies bereits erfolgt – eine marktnähere Vergabe sowie ein marktgetriebener Einsatz der Systemdienstleistungen zu prüfen.

Sicherlich ist die Liste operativer und technischer sowie regulatorischer Hemmnisse, die zu einem Weiterbetrieb von Kraftwerken trotz niedriger oder negativer Preise unterhalb der reinen Grenzabschaltkosten der Kraftwerke

<sup>16</sup> vgl. Amprion (2012)

führt, nicht abschließend vollständig. Die Liste soll auch vielmehr die Bandbreite von operativen und technischen Hemmnissen aufzeigen, die einen rein nach (Grenz-/Grenzabschalt-)Kosten bewerteten unwirtschaftlichen Betrieb dennoch erklären.

## 5. Untersuchung ausgewählter Tage mit negativen Strompreisen

Im Folgenden werden konkrete ausgewählte Tage im Zeitraum Januar 2012 bis Dezember 2013, an denen in der *Day-ahead*-Auktion an der *EPEX Spot* negative Preise aufgetreten sind, auf fundamentale Einflussparameter untersucht.

### 5.1 Verwendete Datenquellen

Bei der Darstellung der fundamentalen Situation wurden folgende Datenquellen verwendet:

- Die Erzeugungsdaten der Kraftwerke stammen von der Transparenzseite der EEX. Für Kernkraftwerke und Braunkohlekraftwerke liegt dort eine sehr gute Repräsentativität vor, das heißt, alle Kernkraftwerke und nahezu alle Braunkohlekraftwerke melden ihre Daten an die EEX.<sup>17</sup> Für Steinkohle- und Gaskraftwerke liegt für die Erzeugungsdaten die Repräsentativität bezogen auf die in Deutschland insgesamt installierte Leistung bei unter 50 Prozent. Es wird angenommen, dass die Kraftwerke, für die keine Daten vorliegen, das gleiche Erzeugungsprofil haben, um so die Daten für den gesamten Bestand von Kohle- und Gaskraftwerken hochzurechnen. Problematisch an dieser Annahme könnte unter Umständen sein, dass große Erzeuger bei der EEX-Transparenzseite überrepräsentiert sind. Dagegen sind kleinere Erzeuger, die auch eher KWK-Anlagen betreiben, eher unterrepräsentiert.
- Es werden die physischen Im- und Exportdaten vom *European Network of Transmission System Operators for Electricity* (ENTSO-E) für die Berechnungen verwendet.<sup>18</sup>
- Die Daten für die Erzeugung aus Windenergie und Photovoltaik stammen von den Übertragungsnetzbetreibern<sup>19</sup>. Hierbei handelt es sich um die Historie der Onlinehochrechnung der tatsächlichen Erzeugung. Diese basiert auf der Erzeugung von als repräsentativ angese-

henen Anlagen. Die tatsächlich realisierte Produktion kann also abweichen. Völlig unklar ist an dieser Stelle, inwieweit diese Daten ein Abschalten von Anlagen durch Direktvermarkter berücksichtigen. Dies ist vor allem für Windkraftanlagen interessant, allerdings vor allem für den Zeitraum seit dem 1. Januar 2013, da für viele Windkraftanlagen erst ab diesem Zeitpunkt die Möglichkeit eines Abschaltens aus wirtschaftlichen Gründen durch die Direktvermarkter bestand.

- Aufgrund fehlender Daten wird für die Erzeugung durch Biomasse ein *Baseload*-Band angenommen. Bezüglich des Profils ist die Annahme wahrscheinlich im Bereich des Realistischen, das Niveau könnte allerdings von der Annahme abweichen.
- Die Preisdaten stammen von der *EPEX Spot/EEX*.
- Die Verbrauchsdaten in stündlicher Auflösung stammen von der Website von ENTSO-E.<sup>20</sup> Diese Daten repräsentieren nicht 100 Prozent des deutschen Stromverbrauchs. Die Problematik wird in der Studie des Bundeskartellamtes (2011) ausführlich dargestellt. Zur Hochrechnung auf eine deutschlandweite Last wird der Ansatz von Agora Energiewende (2011) verwendet, bei dem auf die von ENTSO-E veröffentlichten Werte ein *Baseload*-Band von 8,3 GW addiert wird. Der potenzielle Fehler bei dieser Systematik liegt bei Schwachlaststunden tendenziell bei einer Überschätzung der Last.

Werden von hochgerechneter Last und vom Export zeitgleiche Erzeugung und zeitgleicher Import abgezogen, ergibt sich teilweise eine Differenz, die in den betreffenden Diagrammen als „nicht erklärt“ gekennzeichnet ist. Die Unsicherheit kann dabei sowohl auf der Seite der Verbrauchs- als auch der Erzeugungsdaten liegen.

<sup>17</sup> [www.transparency.eex.com](http://www.transparency.eex.com)

<sup>18</sup> [www.entsoe.net](http://www.entsoe.net)

<sup>19</sup> [www.eeg-kwk.net](http://www.eeg-kwk.net)

<sup>20</sup> [www.entsoe.net](http://www.entsoe.net) beziehungsweise

<https://www.entsoe.eu/resources/data-portal>

Gründe für diese Unsicherheit sind:

- Diese Mengen können durch eine Überschätzung des Verbrauchs oder durch fehlerhafte Import-/Exportdaten entstehen. Insbesondere bei größeren Mengen nicht erklärter Erzeugung ist eine Überschätzung des Verbrauchs am wahrscheinlichsten.
- Sie können durch Unterschätzung der Erzeugung aus Kohle- und Gaskraftwerken entstehen, die nicht an die EEX melden.
- Sie können entstehen aufgrund anderer fehlender Daten von Biomasseanlagen, Wasserkraftanlagen, Müllkraftwerken oder anderen Erzeugungsanlagen.

Da dieser Wert eine Mischung aus nicht erklärter Produktion und statistischer Unsicherheit ist, werden aufgrund fehlender Indizien keinerlei Annahmen oder Schlussfolgerungen gemacht, welche Produktion in diese Kategorie fällt, und es werden keinerlei Annahmen getroffen, diese irgendwo hinzuzuaddieren.

Anzumerken bleibt an dieser Stelle, dass zu einer wirklich geschlossenen Darstellung der Gesamtsituation die Datenlage in Deutschland nicht ausreichend ist. Eine große Unsicherheit ist, wie erwähnt, die schwankende Repräsentativität der Lastdaten, die in einigen Stunden zu einem potenziellen Fehler von mehreren Gigawatt führen kann. Auch im Bereich der Systemstabilität fehlen für eine tiefgreifendere Betrachtung entsprechende Daten. So fehlen beispielsweise Daten über die Blindlast und die Behandlung von Blindleistungsproblematiken ebenso wie Angaben über die geografische Verteilung notwendiger Erzeugung für die Systemstabilität.

## 5.2 Die Situation an den Weihnachtsfeiertagen 2012

Die Wettersituation an den Weihnachtsfeiertagen 2012 war geprägt durch ein atlantisches Tief, das milde Temperaturen und hohe Windgeschwindigkeiten in weiten Teilen Deutschlands verursachte. Die deutschlandweite Mitteltemperatur am 25. Dezember 2012 lag bei 8,5 Grad Celsius, diejenige am 26. Dezember 2012 lag bei 7,6 Grad Celsius und

damit deutlich über dem 30-jährigen Mittel von 1,2 Grad Celsius für den Monat Dezember. Die Windstromproduktion am 25. Dezember 2012 lag im 24-Stunden-Mittel bei 12.913 MW, zwischen 0 und 7 Uhr bei 13.074 MW, diejenige am 26. Dezember 2012 lag im Mittel bei 13.916 MW, zwischen 0 und 7 Uhr bei 15.822 MW und damit ebenfalls deutlich über der durchschnittlichen Windstromproduktion des Jahres 2012 mit 5.780 MW.

Wie Abbildung 5.1 zeigt, führte diese hohe Produktion aus Windkraftanlagen in Kombination mit der an Weihnachten typischen niedrigen Last zu massiv negativen Preisen in der *Day-ahead*-Auktion während der Nacht- und frühen Morgenstunden. Viele Stundenpreise lagen nahe oder niedriger als minus 200 Euro/MWh. Auch der *Phelix Base*, also der 24-Stunden-Durchschnitt der *Day-ahead*-Preise, zeigte sich im Durchschnitt negativ, für den 25. Dezember 2012 waren es minus 56,87 Euro/MWh, für den 26. Dezember 2012 waren es minus 45,77 Euro/MWh.

Abbildung 5.2 zeigt die Erzeugungsdaten sowie die auf die volle Repräsentativität hochgerechnete Last. Wie zu erkennen ist, gab es neben der hohen Erzeugung aus Windkraftanlagen ebenfalls eine signifikante Erzeugung aus Kern- und Braunkohlekraftwerken.

Abbildung 5.3 zeigt eine detaillierte Betrachtung der Erzeugung aus Kern- und Braunkohlekraftwerken als Verhältnis von Erzeugung und gemeldeter, verfügbarer Kapazität. Es zeigt sich, dass in den Zeiten negativer Preise, in denen gleichzeitig auch die Nachfrage relativ gering ist, auch diese Kraftwerke in ihrer Leistung gedrosselt beziehungsweise unter Umständen auch einige Braunkohlekraftwerke vom Netz genommen wurden, was bedauerlicherweise aus den verfügbaren Daten nicht erkennbar ist.

Ein Indiz dafür ist das Hochfahren der Kernkraftwerke bereits während der Nacht am 25. Dezember noch während der Stunden mit signifikant negativen Preisen. Der Zeitraum der negativen Preise um die minus 200 Euro/MWh dauerte bis Stunde sieben, im Gegensatz dazu nahm die Windenergieproduktion bereits während der Nacht ab. Die Windprognosen vom 24. Dezember für den 25. Dezember

Windenergieerzeugung und Day-ahead-Preise am 25. und 26. Dezember 2012

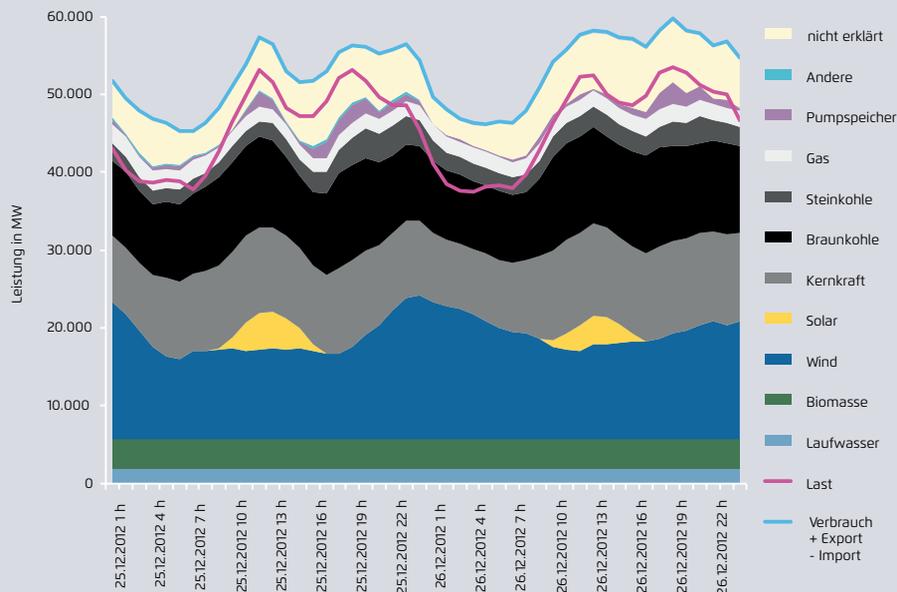
Abbildung 5.1



Eigene Darstellung basierend auf Daten von EPEX und von www.eeg-kwk.net

Erzeugung aus den unterschiedlichen Primärenergieträgern am 25. und 26. Dezember 2012

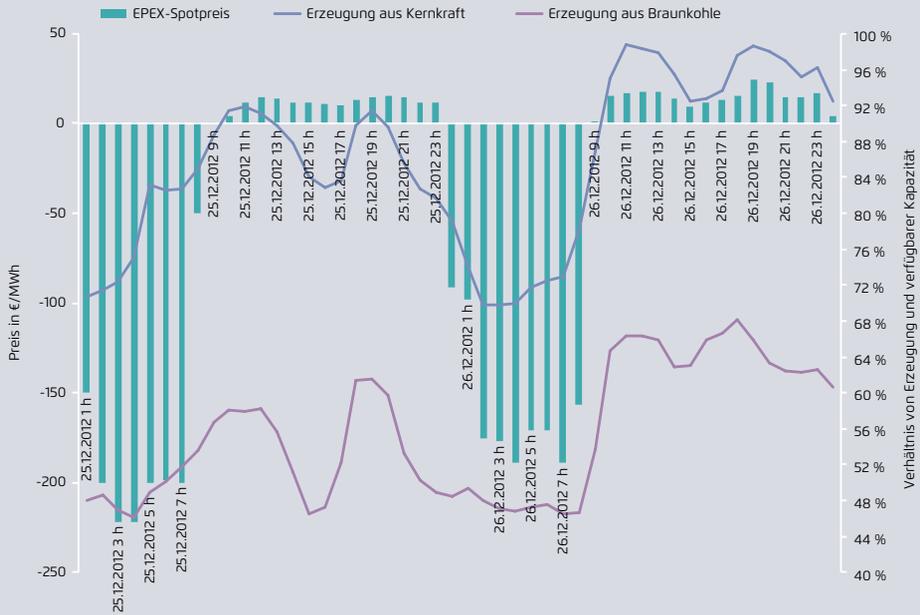
Abbildung 5.2



ENTSO-E und EEX

Verhältnis von Erzeugung und verfügbarer Kapazität für die Erzeugung aus Braunkohle und Kernkraft am 25. und 26. Dezember 2012

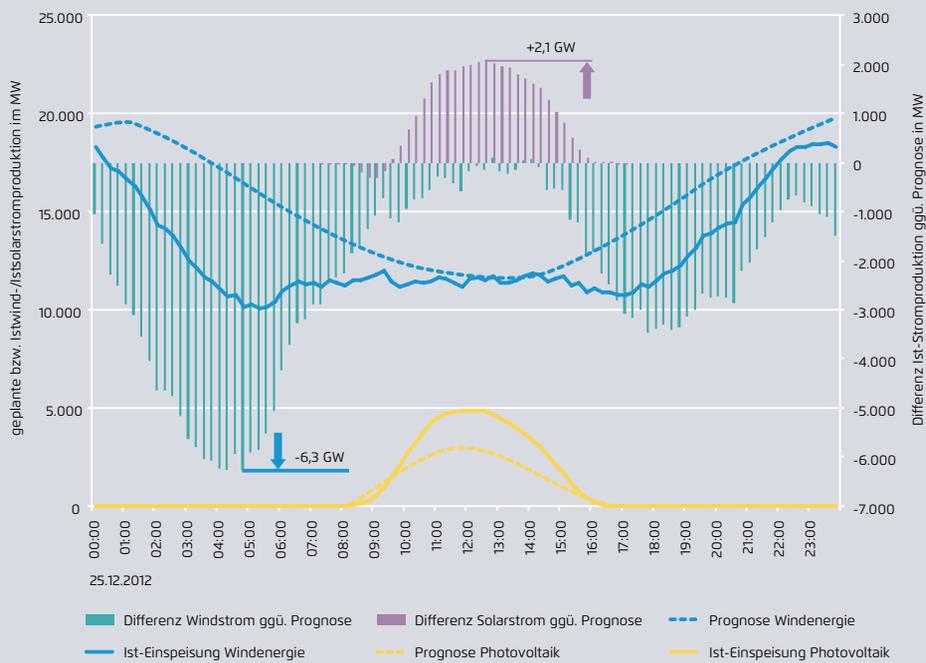
Abbildung 5.3



Eigene Darstellung basierend auf Daten von EEX und EPEX

Prognose am Vortag und Online-Hochrechnung der Übertragungsnetzbetreiber zur Einspeisung von Wind- und Photovoltaikstrom am 25. Dezember 2013

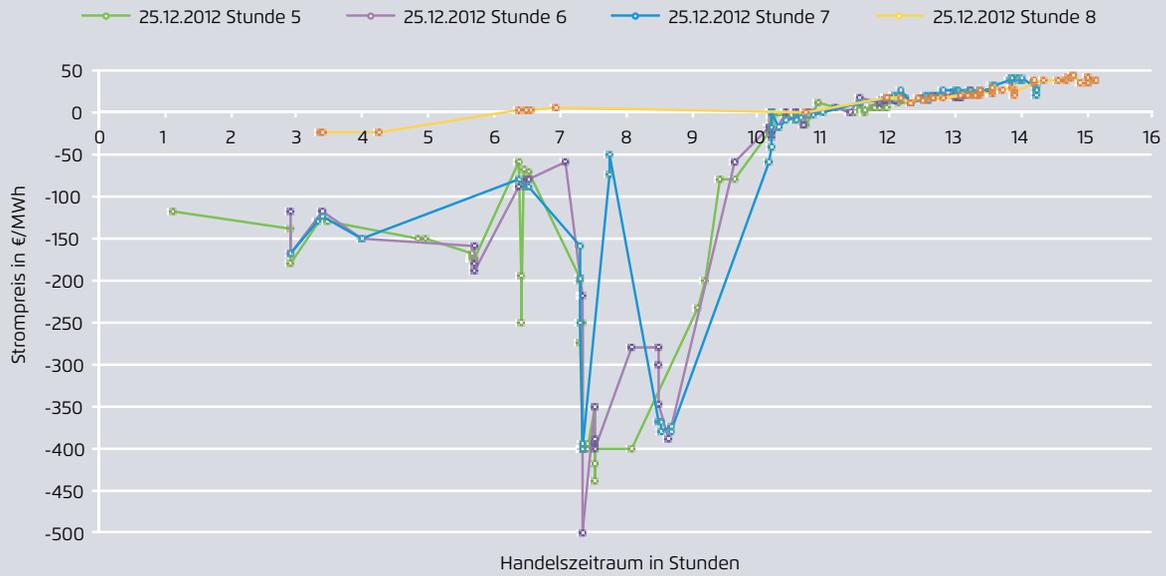
Abbildung 5.4



Eigene Darstellung basierend auf Daten von www.eeg-kwk.net

Preisverlauf am EPEX-Intraday-Markt für ausgewählte Handelsstunden am 25. Dezember 2012

Abbildung 5.5



Eigene Darstellung basierend auf Daten von EPEX

Verhältnis von Erzeugung und verfügbarer Kapazität für die Erzeugung aus Steinkohle und Erdgas am 25. und 26. Dezember 2012

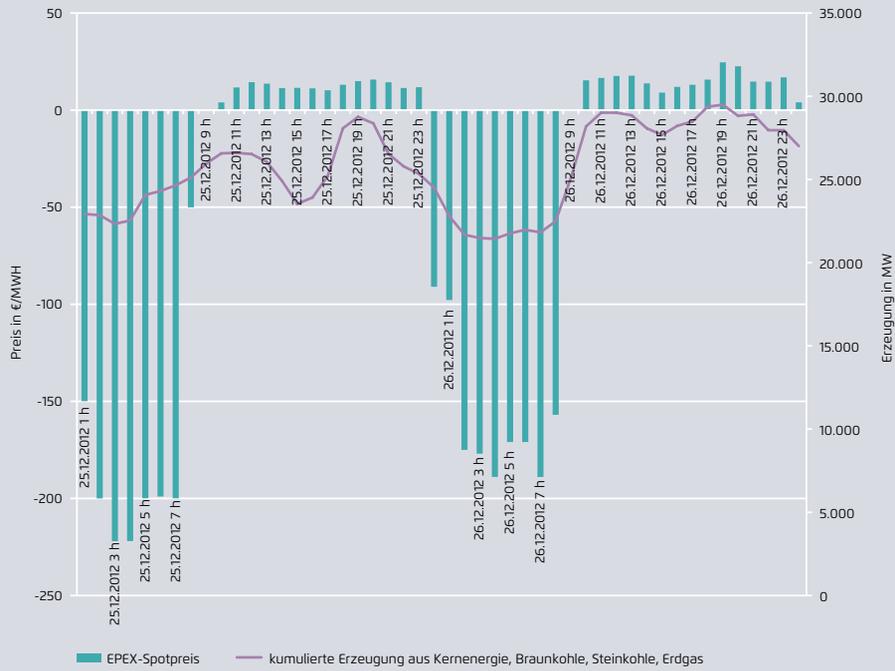
Abbildung 5.6



Eigene Darstellung basierend auf Daten von EEX und EPEX

Gesamtproduktion aus Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle und Erdgas am 25. und 26. Dezember 2012.

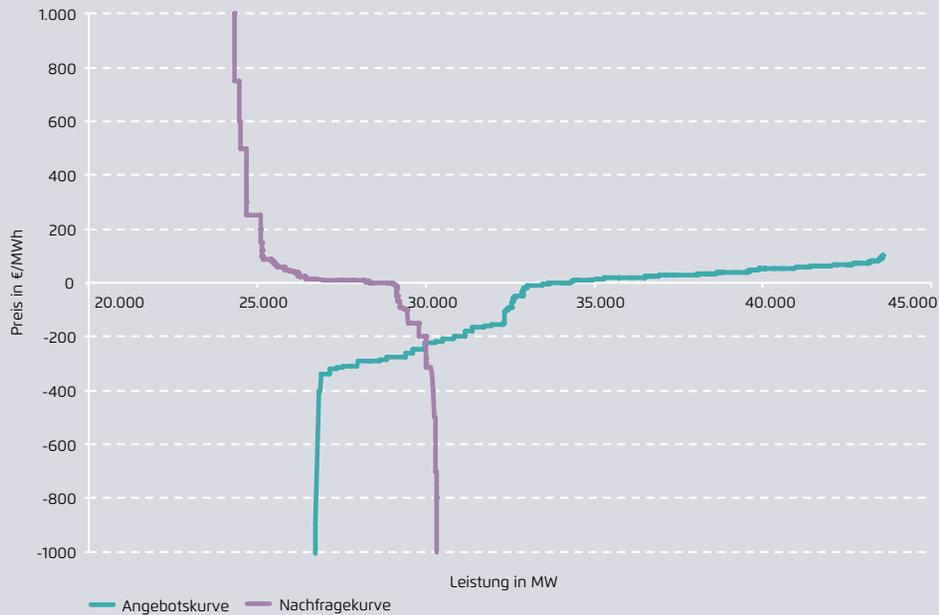
Abbildung 5.7



Eigene Darstellung und Berechnung basierend auf Daten von EEX und EPEX

Auktionskurve der EPEX für den 25. Dezember 2012, Stunde drei, Market Clearing Price (MCP) = -221,99 Euro/MWh, gehandeltes Volumen 29.999 MWh

Abbildung 5.8



Eigene Darstellung basierend auf Daten von EPEX

Vergleich der Stundenpreise im *EPEX-Day-ahead*-Markt und der maximalen, minimalen und gewichteten Durchschnittspreise im *EPEX-Spot-Intraday*-Markt am 25. und 26. Dezember 2012

Abbildung 5.9



Eigene Darstellung basierend auf Daten von EPEX

zeigten allerdings eine länger dauernde hohe Windenergieproduktion während der Nacht.

Dies ist vor allem relevant, da die Gebote in der *Day-ahead*-Auktion bereits am 24. Dezember mittags auf Basis der zu diesem Zeitpunkt verfügbaren Windprognosen stattfanden.

Nach der *Day-ahead*-Auktion bis zum Zeitpunkt der Einspeisung haben sich die Prognosen für Wind- und Photovoltaikstrom noch einmal signifikant geändert, wie der Vergleich der *Day-ahead*-Prognose mit der hochgerechneten Ist-Einspeisung von Wind- und Photovoltaikstrom für den 25. Dezember 2013 in Abbildung 5.4 zeigt.

Die Prognoseänderung ist auch sehr deutlich in den Preisverläufen am *Intraday*-Markt der EPEX zu sehen (Abbildung 5.5). Während zu Beginn des *Intraday*-Handels (also am 24. Dezember 2012, 15 Uhr) noch extrem niedrige Preise sichtbar waren, so gab es gegen Ende des Handelszeitraums (also kurz vor physischer Lieferung) Preise im deutlich po-

sitiven Bereich. Diese kommen dadurch zustande, dass die vermarktenden Akteure (die ÜNB und die Direktvermarkter) bei einer Prognoseabweichung nach unten verpflichtet sind, zu viel vermarkteten Strom im *Day-ahead*-Handel anschließend im *Intraday*-Handel zurückzukaufen, um Bilanzkreisabweichungen zu vermeiden. Hierfür sind sie im Zweifel bereit, auch einen hohen Preis zu zahlen.

Nachdem zum Beispiel die Lieferstunde sieben am 25. Dezember 2012 in der *Day-ahead*-Auktion noch zu minus 200 Euro/MWh gehandelt wurde, so waren einige Akteure kurz vor Lieferung bereit, für dieselbe Lieferstunde plus 20 bis plus 40 Euro/MWh zu zahlen. Entsprechend bestand für steuerbare Kraftwerke wie zum Beispiel Kernkraftwerke der Anreiz, ihre verfügbaren Kapazitäten wieder am Markt zu verkaufen. Dies gilt unabhängig von ihrem (Gebots-) Verhalten am *Day-ahead*-Markt.

Abbildung 5.6 zeigt die Erzeugung aus Steinkohle und Erdgas. Im Gegensatz zu den Kern- und Braunkohlekraftwerken liegt die Produktion nur zwischen 10 und 20 Pro-

zent der von der EEX gemeldeten verfügbaren Kapazität, es waren also viele Kraftwerke dieses Typs gar nicht am Netz. Es ist anzunehmen, dass die verbleibende Produktion für Kraft-Wärme-Kopplung und Systemdienstleistungen benötigt wurde. Dies würde auch die nicht vorhandene Preissensitivität der Produktion erklären.

Es bleibt festzuhalten, dass die Summe der Erzeugung aus Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle und Erdgas in den Stunden eins bis sieben der beiden Weihnachtsfeiertage in einem Bereich zwischen 21.400 MW und 24.700 MW lag. Da dies eine Starkwindsituation war, ist zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität gemäß Unterkapitel 4.4 von einer notwendigen Wirkleistung von bis 20.000 MW auszugehen, zuzüglich 4.500 bis 5.000 MW notwendiger Produktion aus KWK-Anlagen. Die beobachtete nukleare und konventionelle Produktion ist damit also gut erklärbar.

Betrachtet man die Auktionskurve der EPEX für die Stunde drei am 25. Dezember 2012, die Stunde mit dem niedrigsten Preis an diesem Tag, so sieht man in der Angebotskurve treppenförmig sehr deutlich die 40 Lose, mit denen die Übertragungsnetzbetreiber aufgrund der durchgeführten zweiten Auktion die von ihnen vermarkteten Erneuerbaren Energien in die Auktion gestellt haben. Gemäß § 8 Absatz 2 AusglMechAV müssen die vier Übertragungsnetzbetreiber ihre Gebote für die zweite *Day-ahead*-Auktion im Preisintervall zwischen minus 350 Euro/MWh und minus 150 Euro/MWh in zehn gleich großen Losen mit einem durch Zufall gefundenen Preislimit in die Auktion stellen.

Abbildung 5.9 zeigt die Entwicklung der Preise am *Intraday*-Markt. Nachdem insbesondere Direktvermarkter von Strom aus EEG-Anlagen im Marktprämienmodell aufgrund zu hoher Limits ihre erwarteten Strommengen nicht in der Vortagsauktion absetzen konnten, kam es zu regelrechten Panikverkäufen der Nacht- und frühen Morgenstunden am *Intraday*-Markt mit Preisen bis minus 500 Euro/MWh. Später erholten sich die Preise hier signifikant, die gehandelten Höchstpreise am *Intraday*-Markt lagen signifikant über den Stundenpreisen der EPEX-Auktion, auch der gewichtete Durchschnittspreis zeigte in fast allen Nachtstunden höhere Preise.

### 5.3 Der 5. Januar 2012

Vergleichbar mit der Situation an Weihnachten 2012 war auch Donnerstag, der 5. Januar 2012, geprägt durch mildes, windreiches Wetter mit einer ferienbedingt geringen Last. Wie Abbildung 5.10 zeigt, stieg die Windenergieproduktion während der Nacht auf Werte von über 23.000 MW an. Das führte zu fünf Stunden mit negativen Preisen zwischen Stunde zwei und Stunde sieben, der extremste Wert waren minus 75,04 Euro/MWh in Stunde fünf. Die Produktionsprofile über den Tag sind insgesamt flacher als bei den anderen betrachteten Tagen (vgl. Abbildung 5.11), was auch Abbildung 5.12 verdeutlicht. Das Einsenken der Kern- und Braunkohlekraftwerke während der Nacht ist weniger signifikant als bei den anderen betrachteten Tagen.

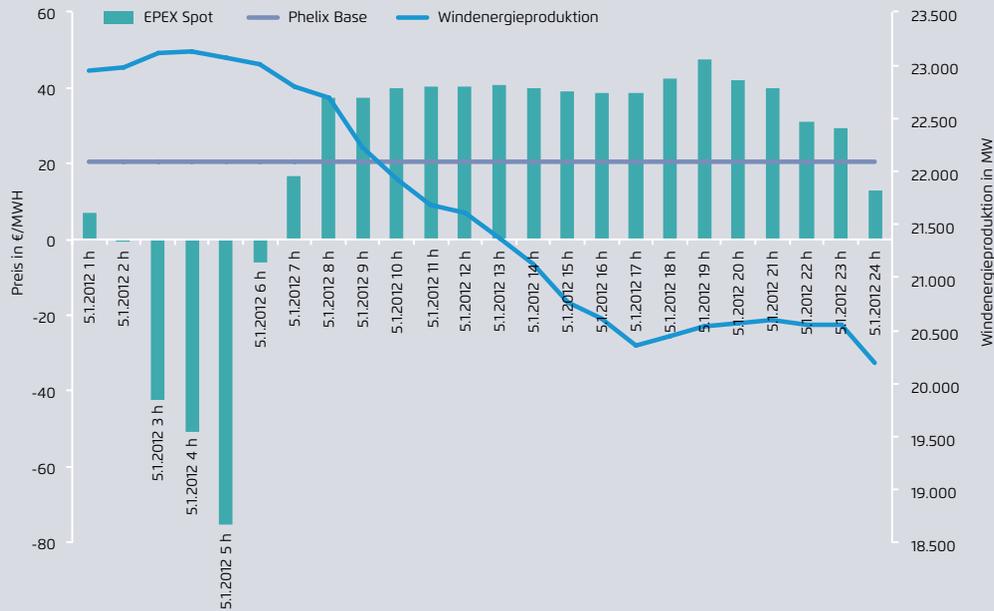
Die Produktion aus Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle und Erdgas lag in den Stunden zwei und sechs zwischen 26.500 MW und 28.400 MW. Da dies eine Starkwindsituation war, ist gemäß Unterkapitel 4.4 auch hier von einer notwendigen Wirkleistung bis zu 20.000 MW auszugehen, dazu kommen circa 5.500 MW notwendiger Produktion aus KWK-Anlagen, in Summe also 25.500 MW. Die Produktion lag also etwas oberhalb des berechneten Minimums. Dies könnte auch daran liegen, dass die Periode niedriger Preise nicht so lang war und sich während des Morgens bereits wieder Preise oberhalb der Marke von 35 Euro/MWh einstellten, was unter Umständen das Abfahren einiger Kraftwerke weniger lohnenswert machte.

### 5.4 Die Situation am 24. März 2013

Die Erzeugungssituation am Sonntag, den 24. März 2013, war geprägt durch eine gleichermaßen hohe Produktion aus Windkraft- und Photovoltaikanlagen. Die Gesamtproduktion beider Erzeugungsarten summierte sich auf bis zu 32.704 MW in Stunde 13 mit einem Stundenpreis von minus 0,01 Euro/MWh. Allerdings zeigte sich Stunde 15 als die Stunde mit dem größten negativen Preis von minus 50,01 Euro/MWh, die kumulierte Produktion aus Sonnen- und Windenergie betrug hier 30.513 MW. Der *Phelix Base*, also der 24-Stunden-Durchschnitt, betrug 12,70 Euro/MWh. Bemerkenswert ist auch noch, dass die Stunden-

Erzeugung aus Windkraftanlagen und *Day-ahead*-Preise am 5. Januar 2012

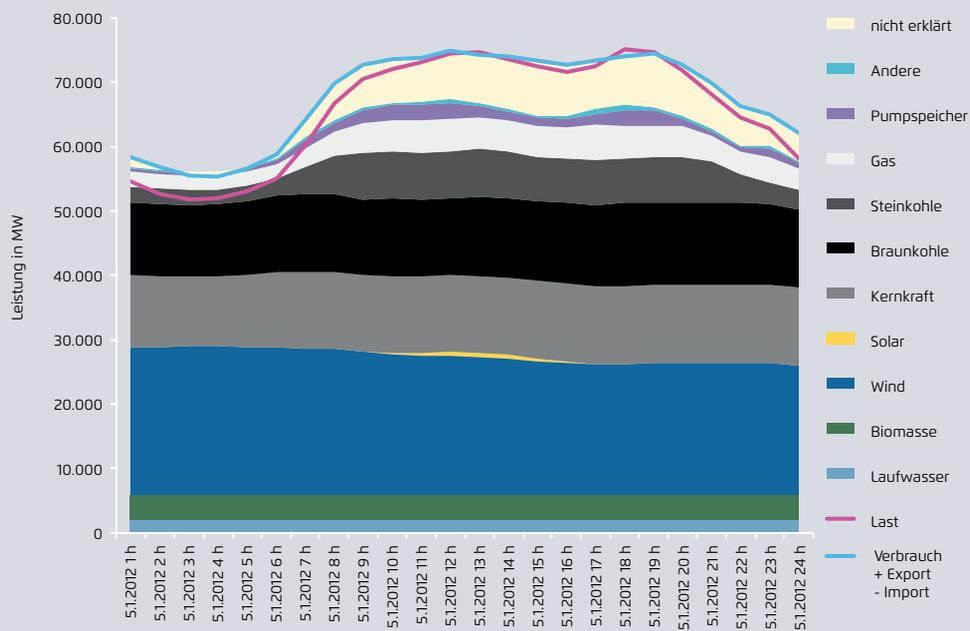
Abbildung 5.10



Eigene Darstellung basierend auf Daten von EPEX und von www.eeg-kwk.net

Erzeugung aus den unterschiedlichen Primärenergieträgern am 5. Januar 2012

Abbildung 5.11



Eigene Darstellung und Berechnung basierend auf Daten von EEX, ENTSO-E und von www.eeg-kwk.net

Verhältnis von Erzeugung und verfügbarer Kapazität für die Erzeugung aus Braunkohle und Kernkraft am 5. Januar 2012

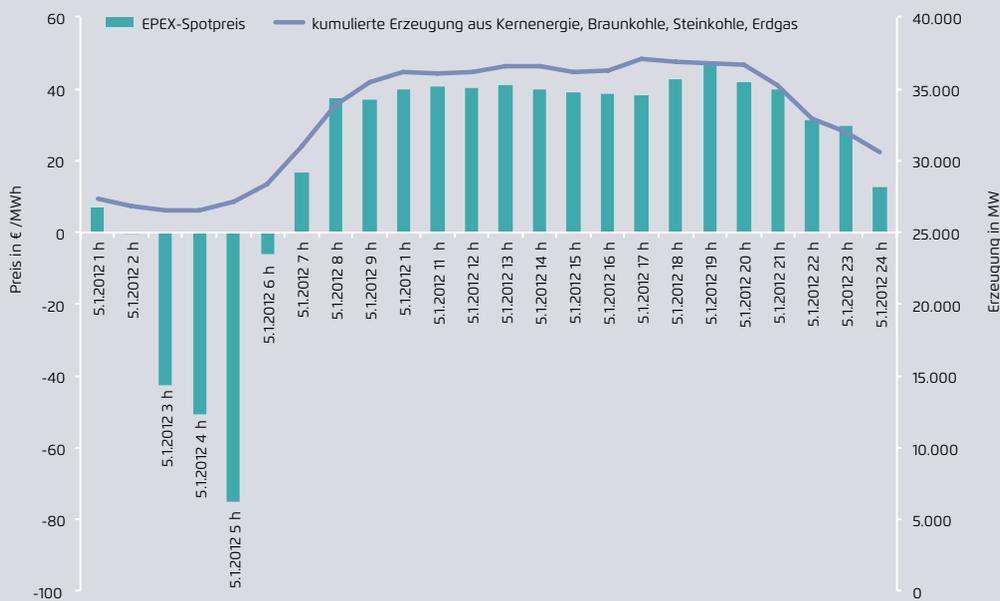
Abbildung 5.12



Eigene Darstellung basierend auf Daten von EEX und EPEX

Gesamtproduktion aus Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle und Erdgas am 5. Januar 2012.

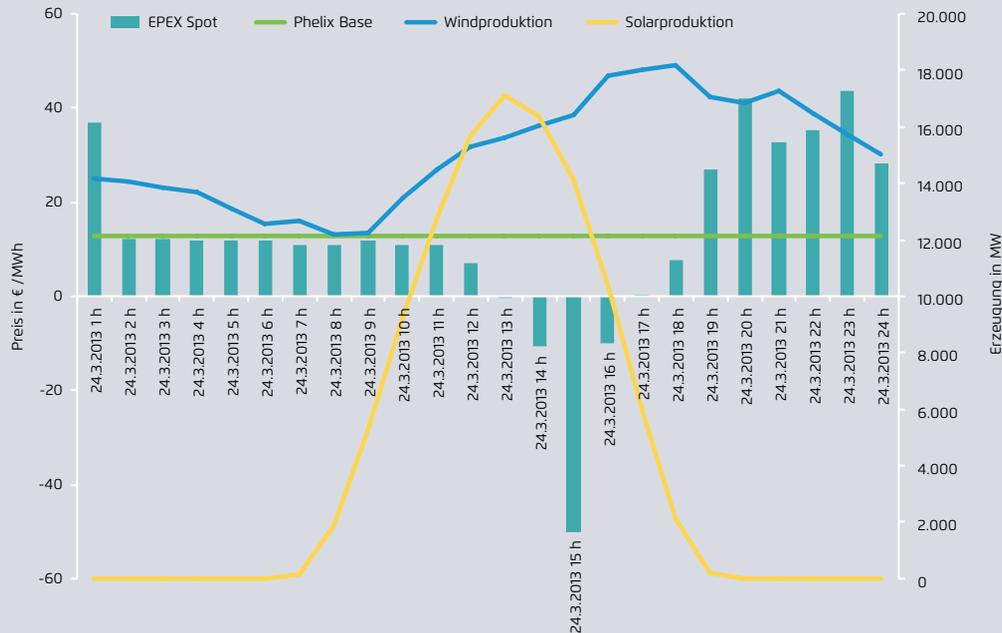
Abbildung 5.13



Eigene Darstellung und Berechnung basierend auf Daten von EEX und EPEX

Erzeugung aus Windkraftanlagen und Photovoltaiksystemen und *Day-ahead*-Preise am 24. März 2013

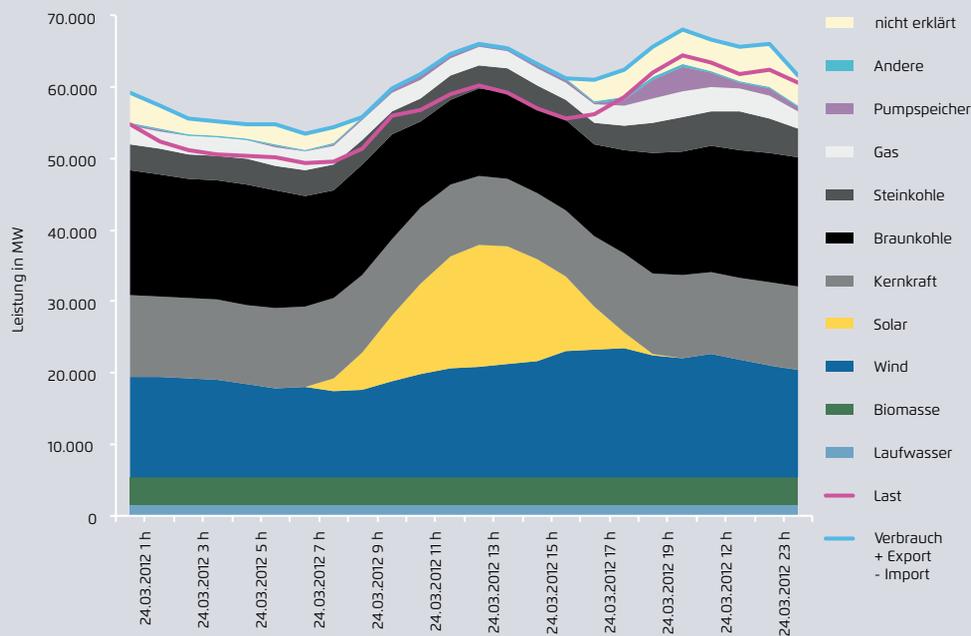
Abbildung 5.14



Eigene Darstellung basierend auf Daten von EPEX und von www.eeg-kwk.net

Erzeugung aus den unterschiedlichen Primärenergieträgern am 24. März 2013

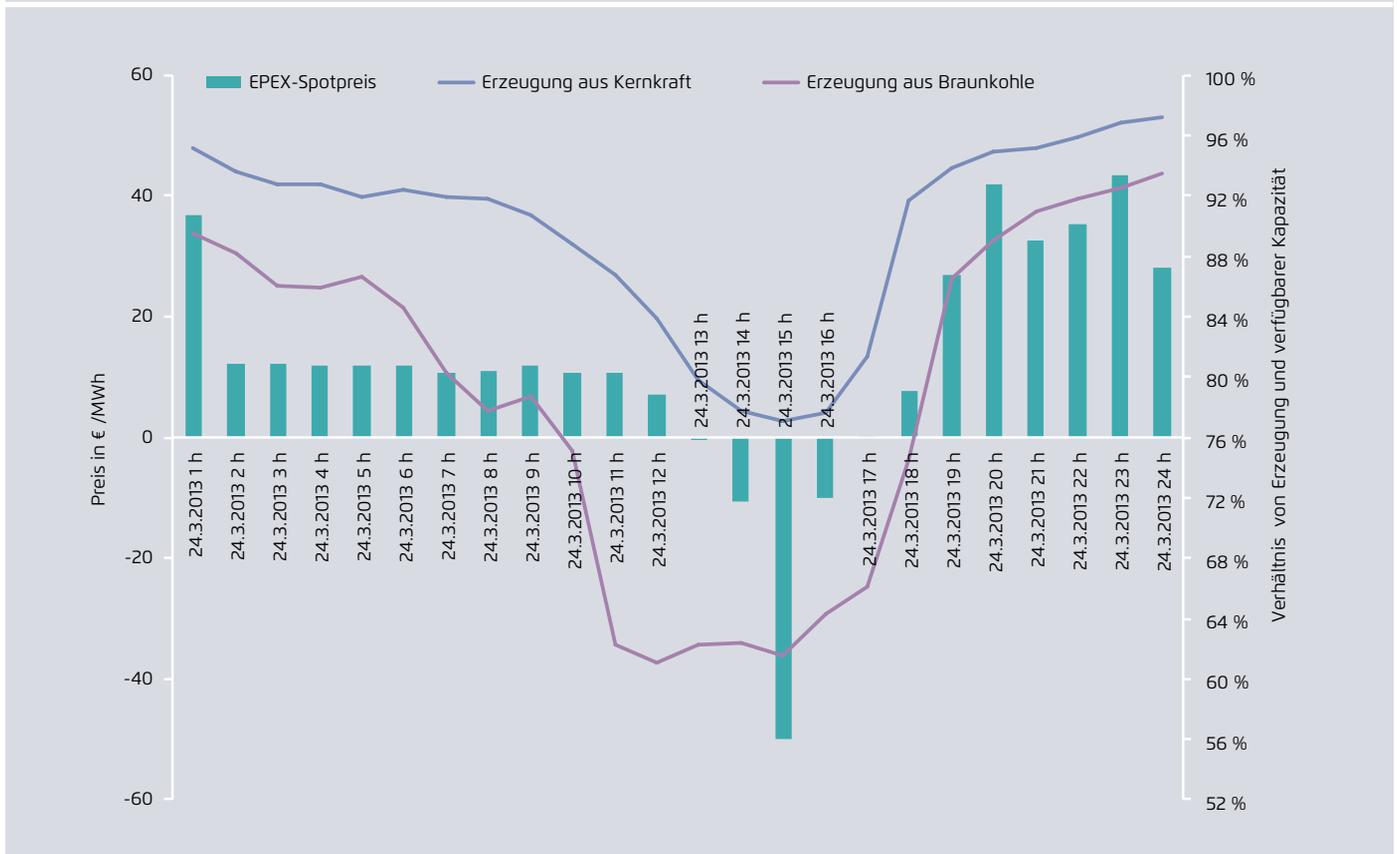
Abbildung 5.15



Eigene Darstellung und Berechnung basierend auf Daten von EEX, ENTSO-E und von www.eeg-kwk.net

Verhältnis von Erzeugung und verfügbarer Kapazität für die Erzeugung aus Braunkohle und Kernkraft am 24. März 2013

Abbildung 5.16



Eigene Darstellung basierend auf Daten von EEX und EPEX

preise für die Stunden zwei bis elf alle in einem sehr engen Korridor zwischen 10,82 Euro/MWh und 12,06 Euro/MWh lagen, also in einem Bereich, in dem sich gemäß Abbildung 4.1 das Abschalten von Kohlekraftwerken auch über viele Stunden oft nicht lohnt, sofern überhaupt die Möglichkeit zur Abschaltung besteht.

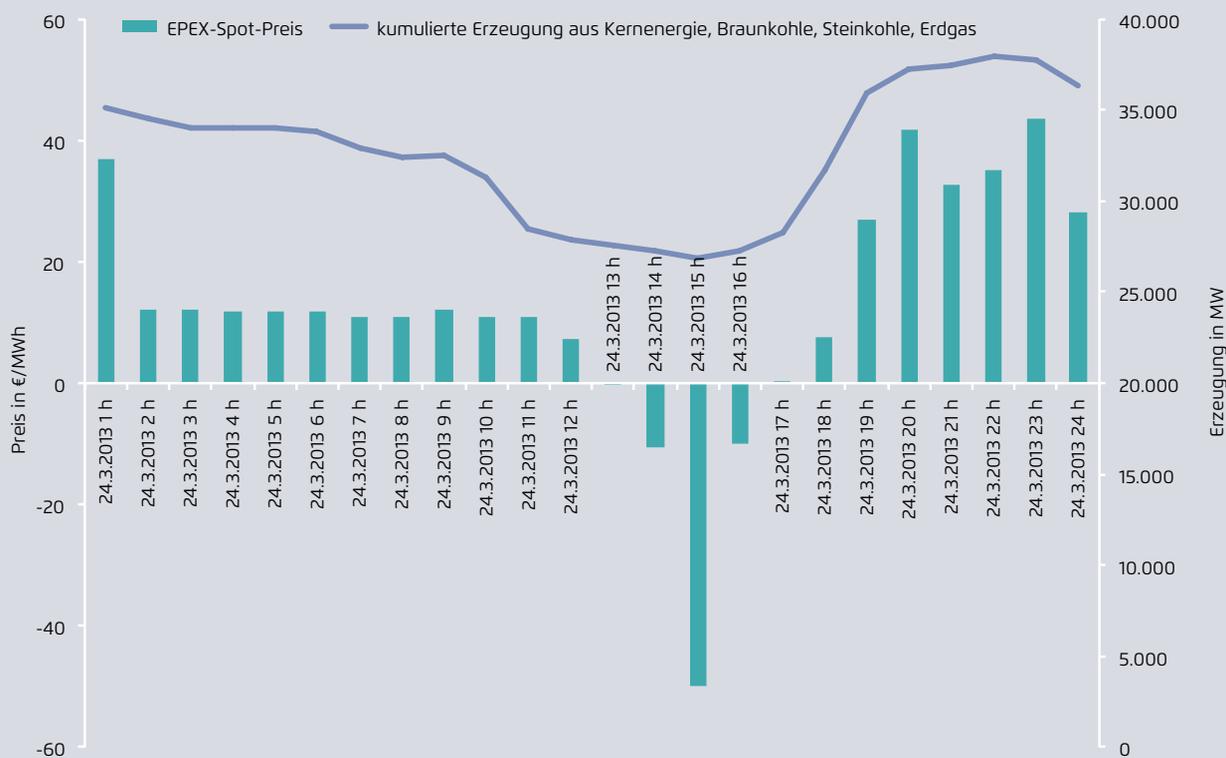
Abbildung 5.15 verdeutlicht die Erzeugungs- und Verbrauchssituation. Gut zu erkennen ist die massive Zunahme der Solarenergieerzeugung während des Tages; der Überschuss führt ebenfalls zu einer Zunahme des Exports. Abbildung 5.16 zeigt die Fahrweise der Kern- und Braunkohlekraftwerke. Auch hier ist zu erkennen, dass die Kraftwerke in den Stunden der negativen Preise heruntergefahren wurden, die Reduzierung der Produktion begann allerdings schon während des Vormittags, als die Erzeu-

gung aus Photovoltaiksystemen aufgrund des steigenden Sonnenstandes signifikant zunahm.

Die kumulierte Produktion aus Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle und Gas betrug in den Stunden 11 und 17 zwischen 26.800 und 28.400 MW und war damit etwas höher als an Weihnachten. Allerdings war der Wärmebedarf aufgrund der niedrigeren Temperaturen (vgl. Unterkapitel 4.5) auch größer, er lag bei ungefähr 8.000 MW. Addiert man auch hier 20.000 MW für die Systemstabilität gemäß Unterkapitel 4.4 hinzu, liegt die Erzeugung aus diesen vier Primärenergieträgern am oberen Rand des berechneten Korridors für Systemstabilität und Wärmeerzeugung.

Gesamtproduktion aus Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle und Erdgas am 24. März 2013

Abbildung 5.17



Eigene Darstellung und Berechnung basierend auf Daten von EEX und EPEX

## 5.5 Die Situation am 16. Juni 2013

Die Erzeugungssituation am Sonntag, den 16. Juni 2013, war geprägt durch sommerliches, aber nicht heißes Wetter mit Temperaturen knapp über der Marke von 20 Grad Celsius. Es kam zu einer signifikanten Produktion aus Photovoltaikanlagen mit einem Maximum von 20,5 GW in Stunde 14. Zusätzlich gab es ebenfalls eine nennenswerte Stromproduktion durch Windkraftanlagen, die mit 9,8 GW ebenfalls in Stunde 14 ihr Maximum erreichte. Daraus resultierten signifikant negative Preise im Laufe des Nachmittags mit Preisen von minus 100 Euro/MWh in Stunde 15 und 16 (vgl. Abbildung 5.18). Erwähnenswert ist weiterhin, dass die Stunden der ersten Tageshälfte ab Stunde drei um einen Preis von null Euro/MWh schwankten. Der Tagesmittelwert

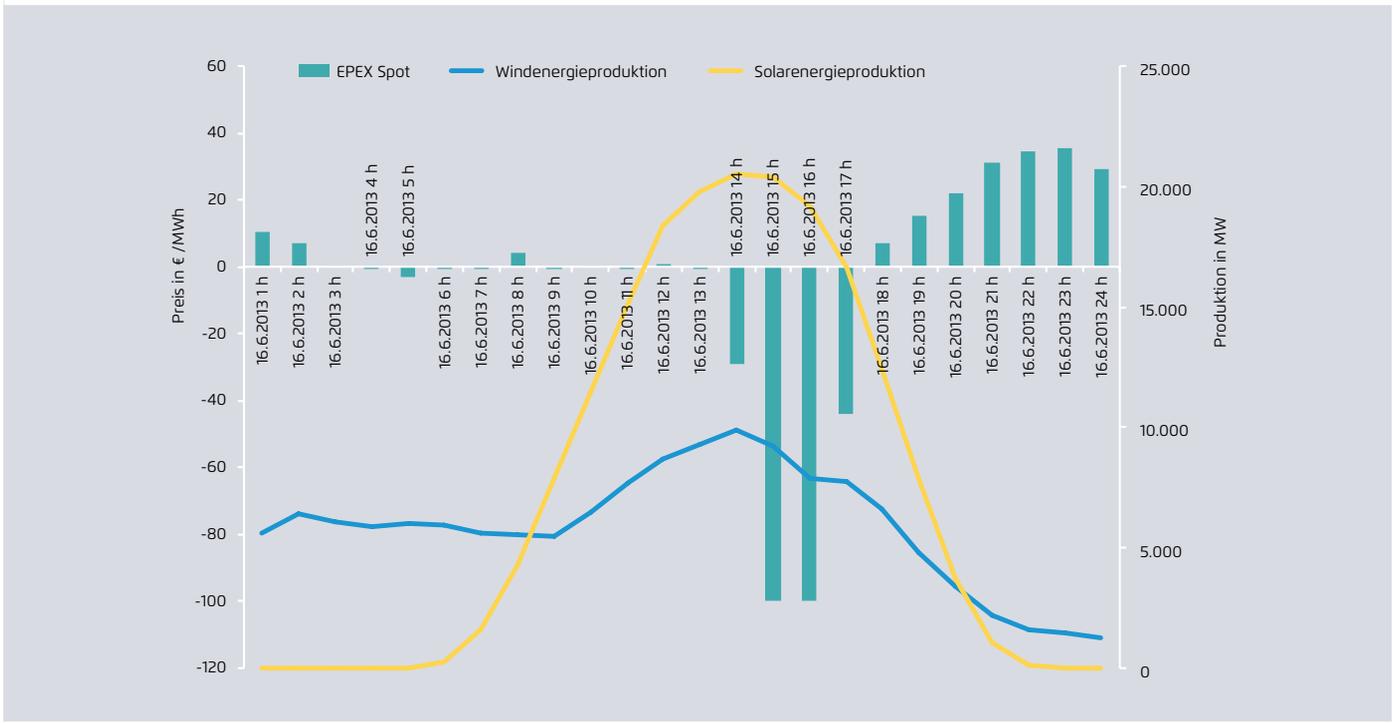
*Phelix Base* lag bei minus 3,33 Euro/MWh, etwas angehoben durch höhere Preise im Laufe des Abends.

Abbildung 5.19 verdeutlicht, dass in den frühen Nachmittagsstunden mehr als die Hälfte der Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen stammt. Die Produktion aus Kernkraft sowie aus Braunkohle, Steinkohle und Gas summiert sich gerade einmal auf 18 GW in Stunde 15. Dies liegt, wie auch schon bei den vorherigen Beispielen, im Rahmen dessen, was für Systemstabilität und Fernwärmeerzeugung benötigt wird. Der Bedarf für Fernwärme beschränkt sich dabei auf den allgemeinen Warmwasserbedarf.

Abbildung 5.20 zeigt das Produktionsprofil der Kern- und Braunkohlekraftwerke. Insbesondere die Produktion der Kernkraftwerke wird in den Stunden mit negativen Prei-

Erzeugung aus Windkraftanlagen und Photovoltaiksystemen und *Day-ahead*-Preise am 16. Juni 2013

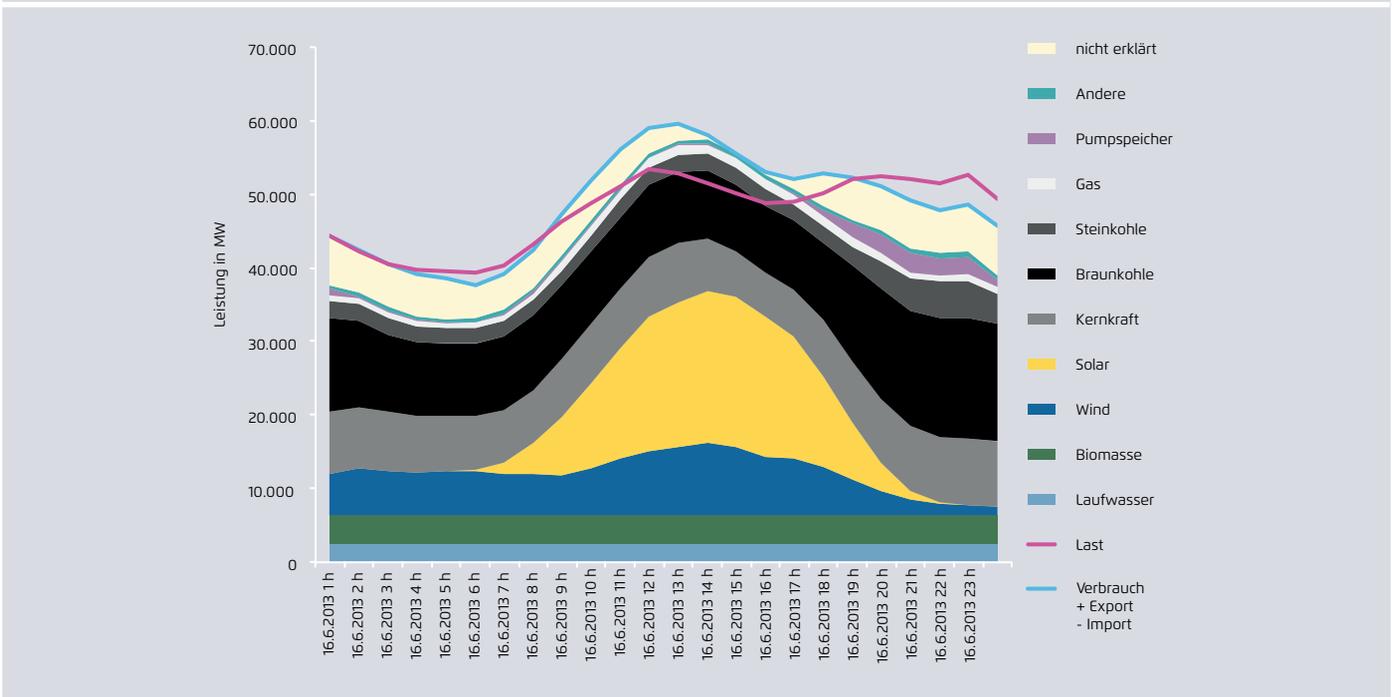
Abbildung 5.18



Eigene Darstellung basierend auf Daten von EPEX und von www.eeg-kwk.net

Erzeugung aus den unterschiedlichen Primärenergieträgern am 16. Juni 2013

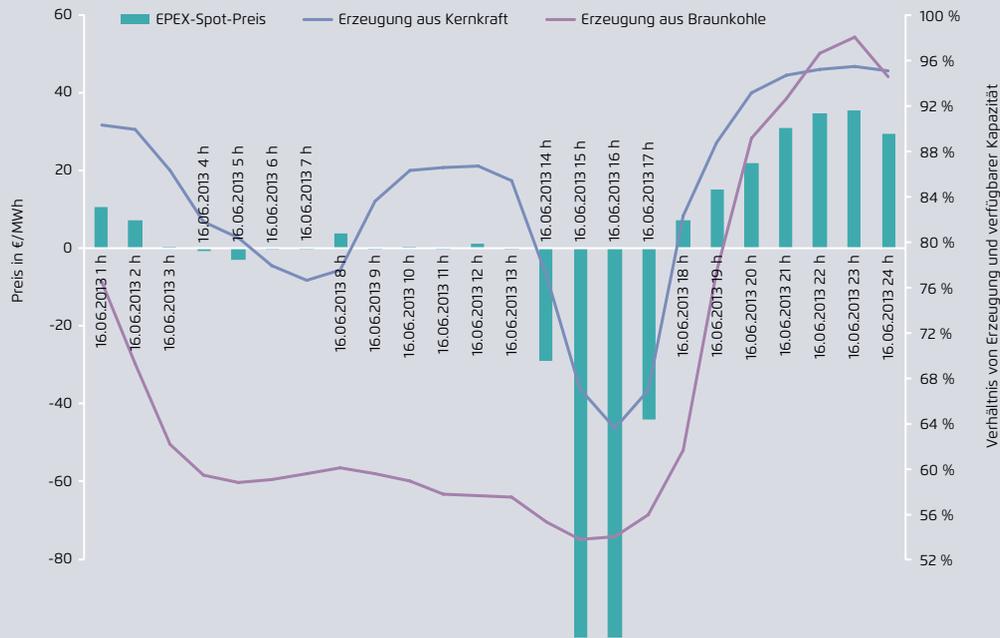
Abbildung 5.19



Eigene Darstellung und Berechnung basierend auf Daten von EEX, ENTSO-E und von www.eeg-kwk.net

Verhältnis von Erzeugung und verfügbarer Kapazität für die Erzeugung aus Braunkohle und Kernkraft am 16. Juni 2013

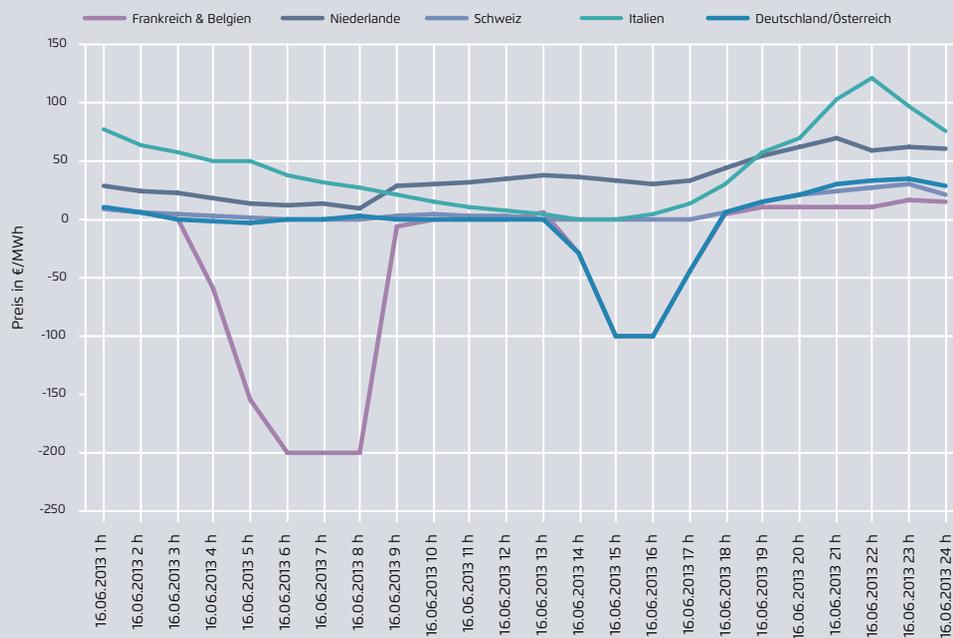
Abbildung 5.20



Eigene Darstellung basierend auf Daten von EEX und EPEX

Day-ahead-Strompreise in Deutschland und ausgewählten verbundenen Staaten am 16. Juni 2013

Abbildung 5.21



Eigene Darstellung mit Daten von APX, EEX, Belpex, GME

sen signifikant gedrosselt, die Produktion aus den Braunkohlekraftwerken ist ohnehin schon seit den ersten Stunden vergleichsweise niedrig und wird erst wieder in den Abendstunden mit steigenden Preisen hochgefahren.

Besonders bemerkenswert ist an diesem Tag der Einfluss der Nachbarstaaten auf die negativen Strompreise in der gemeinsamen Preiszone von Deutschland und Österreich.<sup>21</sup> In den sonstigen Betrachtungszeiträumen dieser Studien gingen negative Preise von Deutschland aus und führten zu einem Preisverfall in den über Grenzkuppelleitungen verbundenen Ländern. Anders zeigt sich jedoch die Situation am 16. Juni 2013 (Abbildung 5.21).

Wie aus Abbildung 5.21 ersichtlich ist, sind die negativen Preise in den Morgenstunden zwischen 3 Uhr und 9 Uhr in Frankreich und Belgien bis 200 Euro/MWh geringer als in der gemeinsamen Preiszone von Deutschland und Österreich. Zwischen Frankreich und Belgien herrschte den ganzen Tag über Preisgleichheit. Mit dem zusätzlichen Angebot von Wind- und Solarstrom in Deutschland stellte sich dann am Nachmittag auch Preisgleichheit zwischen Deutschland und Frankreich bei erneut negativen Strompreisen ein. Mit dem Rückgang der Einspeisung von Wind- und Solarstrom und einem leichten Anziehen der Nachfrage in den Abendstunden stiegen die Preise in Deutschland/Österreich und Frankreich zwar wieder in den positiven Bereich. Die französischen Strompreise blieben dabei jedoch weiterhin unter denen von Deutschland/Österreich.

Die veröffentlichten Erzeugungsdaten der Übertragungsnetzbetreiber von Frankreich<sup>22</sup> und Belgien<sup>23</sup> für diesen Tag weisen eine inflexible Fahrweise von Kern- und Laufwasserkraftwerken aus. Der Großteil der Einspeisung in Frankreich erfolgte von Kernkraftwerken, die inflexibel gefahren wurden, und von (Lauf-)Wasserkraftwerken, die per se eher inflexibel sind. Die Kernkraftwerke senk-

ten von nächtlichen 36.093 MW auf minimal 31.283 MW im Tagesverlauf ein und behielten diese Einspeiseleistung dann bis 18 Uhr nahezu konstant bei. Zum Vergleich: Das Erzeugungsminimum im Juni 2013 liegt bei 26.370 MW und weist damit ein deutlich größeres Einsenkungspotenzial um weitere knapp 5 GW auf. Aufgrund der Tatsache, dass die französischen Kernkraftwerke (an einem Sonntag) nicht weiter eingesenkt haben, was sie sonst auch sonntags tun, und tagsüber weitgehend konstant gefahren sind, liegt die Vermutung nahe, dass hier die Fahrweise kurzfristig nicht weiter optimiert wurde.

Ebenfalls wenig flexibel sind naturgemäß die Laufwasserkraftwerke, die ihre Einspeisung von 7.283 MW lediglich um zwölf Prozent auf 6.392 MW eingesenkt haben. Kohlekraftwerke dagegen waren bereits im Vorfeld komplett heruntergefahren worden und verbrauchten sogar Strom für den Eigenbedarf, wie aus den negativen Erzeugungswerten in Tabelle 5.1 hervorgeht.

In der Übersicht zeigt Tabelle 5.1 die jeweilige Flexibilität der Erzeugung nach Energieträgern in Form der Einsenkung der Stromeinspeisung bezogen auf die maximale Tageseinspeisung und die minimale Tageseinspeisung sowie den Export.

Frankreich hat in den morgendlichen negativen Preisstunden Strom ausschließlich exportiert – nach Deutschland mit einer Leistung von circa 1,5 GW. Zur Mittagszeit importierte Frankreich dann Strom aus Deutschland und der Schweiz bis zur ersten Stunde mit negativen Preisen am Nachmittag. Ab dann schwenkte Frankreich wieder um in den reinen Export.<sup>24</sup>

Die belgischen Kernkraftwerke sind ohne relevante Einsenkung durchgefahren (5.940 MW).<sup>25</sup> Sie zeigen prinzipiell keine große Flexibilität, was am Alter der Anlagen (Baujahr 1975 bis 1985) und an mangelnden Flexibilisierungsmaßnahmen oder an fehlenden operativen Eingriffen liegen mag.

21 vgl. hierzu die gemeinsame Analyse der Börsen APX, Belpex und EPEX Spot zur Situation am Strommarkt am 16. Juni 2013 (APX)

22 RTE (2014)

23 ELIA (2014)

24 Eigene Auswertungen mit Daten von ENTSO-E (2014)

25 Eigene Auswertungen mit Daten von ELIA (2014)

Flexibilität von Stromerzeugungsanlagen nach Energieträgern sowie Export am 16. Juni 2013 in Frankreich Tabelle 5.1

|                    | Erzeugung bzw. Export in MW |        | Exportsaldo |
|--------------------|-----------------------------|--------|-------------|
|                    | min.                        | max.   |             |
| Öl                 | 395                         | 718    | 45 %        |
| Kohle              | -36                         | -23    | –           |
| Gas                | 483                         | 607    | 20 %        |
| Kernkraft          | 31.283                      | 36.093 | 13 %        |
| Wasserkraft        | 7.808                       | 14.049 | 44 %        |
| davon Laufwasser   | 6.392                       | 7.283  | 12 %        |
| davon Speicherseen | 1.156                       | 3.861  | 70 %        |
| Pumpspeicher       | -2.639                      | -88    | –           |
| Biomasse           | 653                         | 721    | 9 %         |
| Export-Saldo       | 1.273                       | 8.330  | 85 %        |

Eigene Auswertung mit Daten von RTE (2014)

Die inflexible Fahrweise der Kraftwerke in den deutschen Nachbarländern trug an diesem Tag maßgeblich dazu bei, dass im Europäischen Strommarkt eine hohe Stromerzeugung auf eine, wie für Sonntage und milde Witterung typische, geringe Stromnachfrage traf. Für den 16. Juni 2013 kann festgehalten werden, dass Deutschland/Österreich erstmals negative Strompreise aus Frankreich und Belgien „importiert“ hat. Negative Strompreise sind daher kein ausschließlich von Deutschland ausgehendes Phänomen, sondern das Resultat von (inflexibler) hoher Stromerzeugung aus konventionellen und erneuerbaren Quellen bei gleichzeitiger und im Verhältnis dazu geringer (inflexibler) Stromnachfrage im Europäischen Stromsystem.

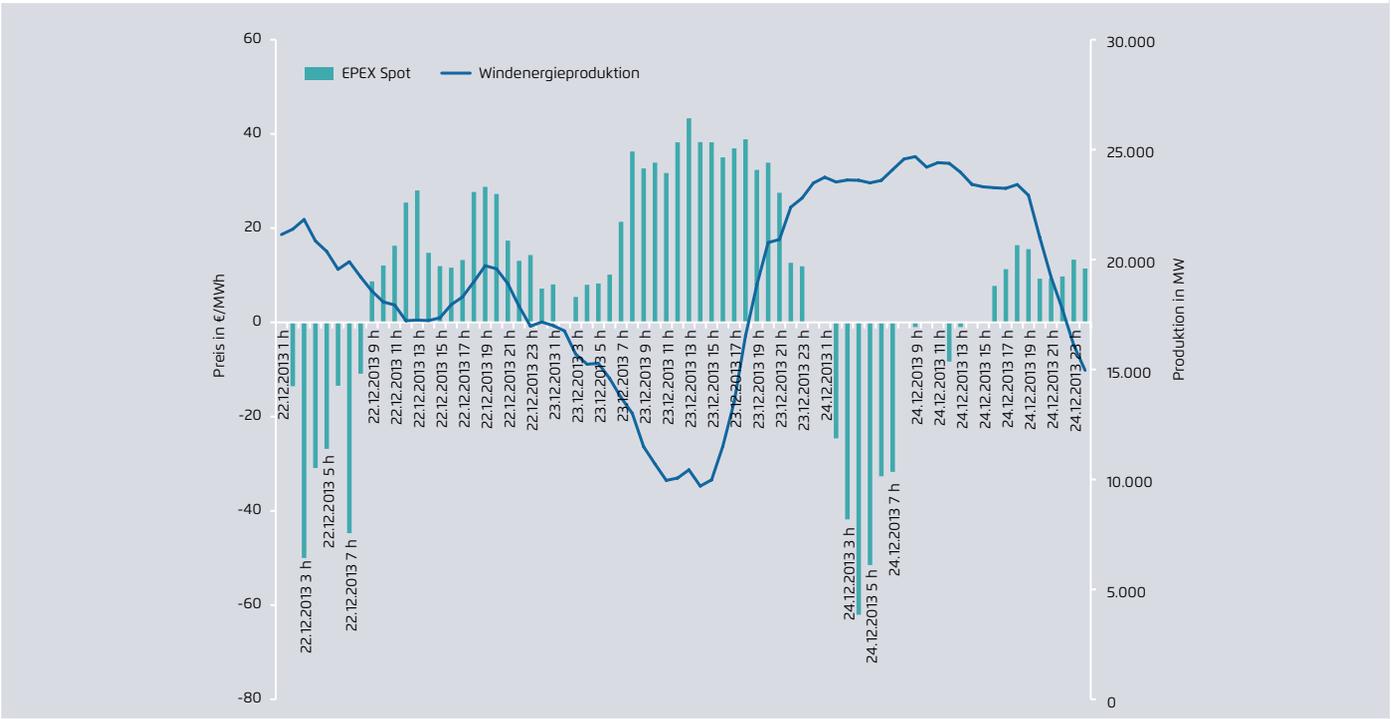
## 5.6 Die Situation in der Vorweihnachtszeit 2013 (22. bis 24. Dezember 2013)

Auch im Jahr 2013 war ähnlich wie bereits im Vorjahr das Wetter in der Weihnachtswoche durch mildes und windreiches Wetter geprägt. Aufgrund von Stunden mit negativen Preisen wird der Zeitraum vom 22. bis zum 24. Dezember näher betrachtet. Hohe Windenergieproduktion zeigte sich in der Nacht des 22. Dezember mit Werten über 20 GW und fast über den gesamten 24. Dezember 2013 mit Werten um 23 bis 24 GW. Im Gegensatz zu Weihnachten 2012 gab es in diesen Nächten nur negative Preise, die nicht niedriger als minus 62,03 Euro/MWh waren (vgl. Abbildung 5.22).

Diese untere Grenze war von Experten vorher erwartet worden, da dieser Preis in der Preisregion liegt, in der die

Windenergieerzeugung und *Day-ahead*-Preise im Zeitraum vom 22. bis 24. Dezember 2013

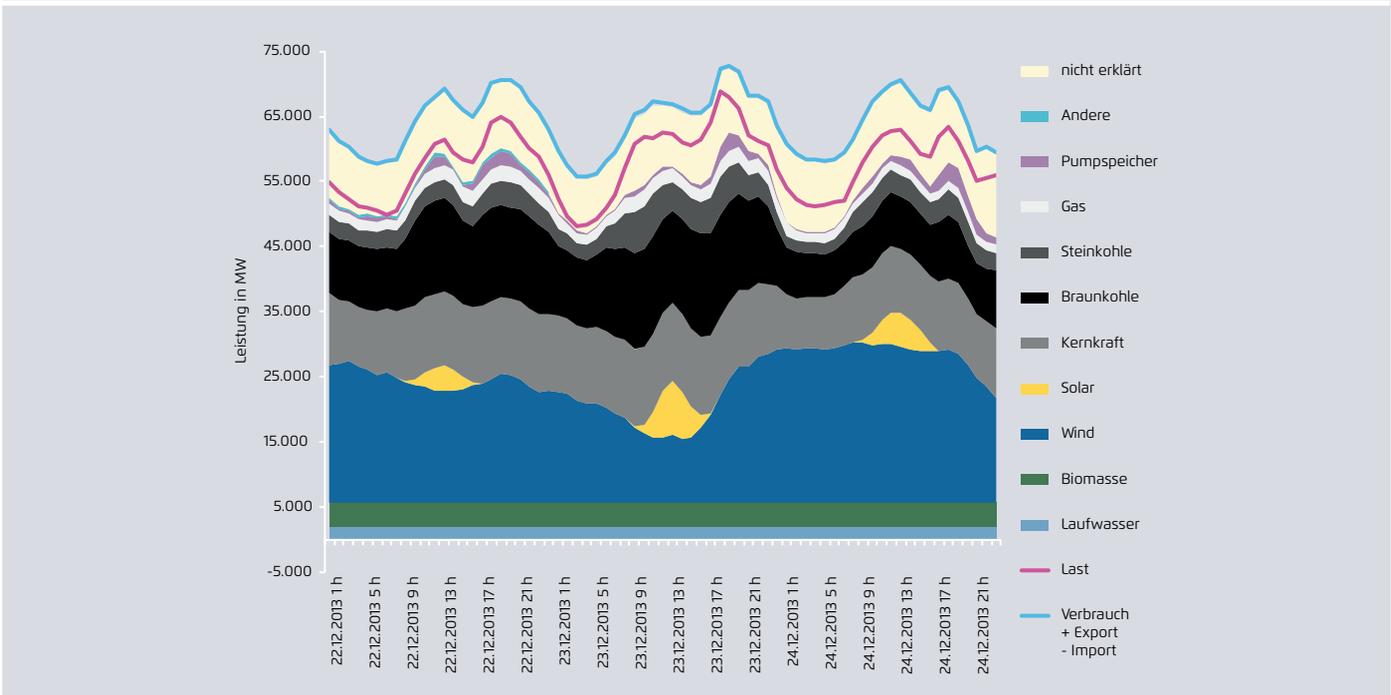
Abbildung 5.22



Eigene Darstellung basierend auf Daten von EPEX und von www.eeg-kwk.net

Erzeugung aus den unterschiedlichen Primärenergieträgern vom 22. bis 24. Dezember 2013

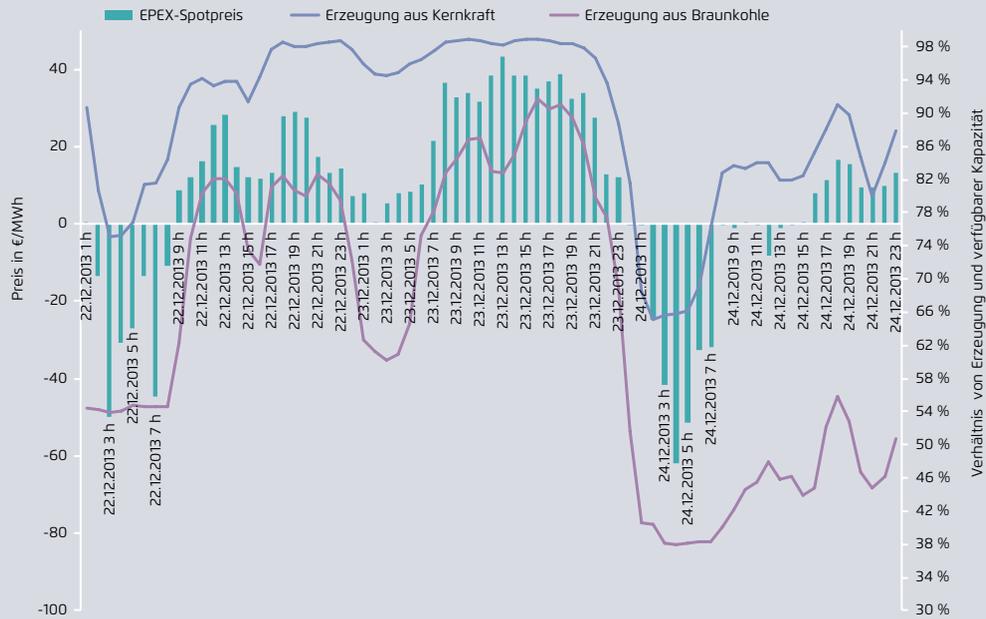
Abbildung 5.23



Eigene Darstellung und Berechnung basierend auf Daten von EEX, ENTSO-E und von www.eeg-kwk.net

Verhältnis von Erzeugung und verfügbarer Kapazität für die Erzeugung aus Braunkohle und Kernkraft vom 22. bis 24. Dezember 2013

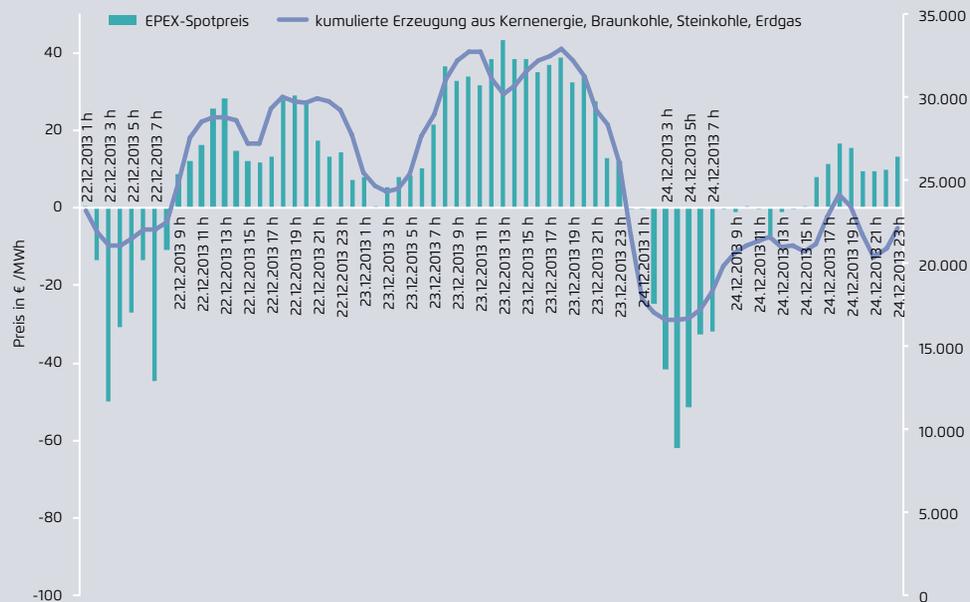
Abbildung 5.24



Eigene Darstellung basierend auf Daten von EEX und EPEX

Gesamtproduktion aus Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle und Erdgas vom 22. bis 24. Dezember 2013. Mögliche Produktion aus nicht erklärten Mengen wurde nicht berücksichtigt.

Abbildung 5.25



Eigene Darstellung und Berechnung basierend auf Daten von EEX und EPEX

Abschaltung von Anlagen für Direktvermarkter wirtschaftlich sinnvoll ist, die Windstrom im Marktprämienmodell vermarkten. Da wesentliche Kapazitäten zur Erzeugung von Strom aus Windkraft erst nach der Einführung des sogenannten Fernsteuerbarkeitsbonus zum 1. Januar 2013 die Möglichkeit zur Abschaltung erhielten, spielte dieser Effekt Weihnachten 2012 noch keine entscheidende Rolle.

Abbildung 5.22 zeigt die Einspeisung von Windstrom und die Preise in der *Day-ahead*-Auktion. Mit welcher Güte die Hochrechnungen der Übertragungsnetzbetreiber die Abschaltungen der Direktvermarkter in der veröffentlichten Windstromerzeugung berücksichtigen, ist bedauerlicherweise nicht bekannt.

Abbildung 5.23 zeigt die Erzeugungsdaten sowie die auf die volle Repräsentativität hochgerechnete Last. Allerdings ist hier zu bemerken, dass die von ENTSO-E veröffentlichte Last erheblich über derjenigen liegt, die für Weihnachten 2012 veröffentlicht wurde. Da in beiden Jahren ähnliche Wetterbedingungen vorherrschten, erscheint diese Differenz zumindest fragwürdig. Möglichenfalls weisen die ENTSO-E-Daten für Weihnachten 2012 auch eine wesentlich höhere Repräsentativität auf, was leider nicht zu belegen ist. Ein Indiz könnte sein, dass die Erzeugungsmengen für Weihnachten 2013 nicht mit dieser höheren Last korrespondieren.

Wie in der Abbildung zu sehen, summieren sich in Stunde drei am 22. Dezember 2013 die Erzeugung aus Kernenergie, Braunkohle, Steinkohle und Gas auf 21 GW, in Stunde vier am 24. Dezember 2013 sind es sogar nur 16,6 GW. Hierbei fällt auf, dass dieser Wert wesentlich geringer ist als die Erzeugung, die ein Jahr zuvor trotz wesentlich tieferer Strompreise beobachtet wurde. Unter der Prämisse, dass die benötigte Erzeugung aus KWK-Anlagen ungefähr bei 3,3 GW lag, liegt dieser Wert tatsächlich am unteren Rand des Korridors, der als Wirkleistung für die Systemstabilität definiert wurde. Auch durch die Bestätigung in der Akteursbefragung (vgl. Kapitel 4.7.1) kann angenommen werden, dass hierfür wenigstens zum Teil Lerneffekte bei den Erzeugern verantwortlich sind, die versucht haben, Optimierungspotenziale auszuschöpfen, um die Erzeugung zu senken.

Ein Blick auf die Erzeugungsprofile von Kern- und Braunkohlekraftwerken in Abbildung 5.24 zeigt das vertraute Bild einer signifikant abgesenkten Erzeugung aus Kernenergie- und Braunkohlekraftwerken in den Stunden mit negativen Preisen.

Am 24. Dezember ist das Erzeugungsniveau der Braunkohlekraftwerke generell wesentlich niedriger als an den Vortagen, was darauf hindeutet, dass für die Weihnachtstage gegebenenfalls Braunkohlekapazitäten ganz vom Netz genommen wurden.

## 5.7 Zwischenfazit

Zusammenfassend kann bestätigt werden, dass negative Preise in Situationen auftreten, die durch eine hohe Einspeisung Erneuerbarer Energien und gleichzeitig auftretender relativ niedriger Nachfrage geprägt sind. Die Zeiten niedriger Nachfrage betreffen insbesondere Sonn- und Feiertage beziehungsweise Nachtstunden. In den betrachteten Marktsituationen im Zeitraum von Januar 2012 bis Dezember 2013 zeigt sich, dass Kraftwerke im deutschen Markt durchaus in einem limitierten Bereich flexibel auf das Auftreten negativer Preise reagieren, das heißt, bei negativen Preisen wird die Produktion der betrachteten Klassen fossiler Kraftwerke sichtbar eingesenkt. Eine wichtige Erkenntnis ist, dass die Betrachtung der *Day-ahead*-Preise alleine nicht ausreichend ist, da die Kraftwerksbetreiber auch Optimierungsmöglichkeiten am *Intraday*-Markt nutzen und sich in beiden Märkten unterschiedliche Preissignale ergeben können (insbesondere bei starken Prognoseabweichungen der Einspeisung Erneuerbarer Energien).

Aus den genutzten Daten ist leider nicht abzulesen, ob Kraftwerke auch tatsächlich vollständig heruntergefahren werden, da nur die aggregierte Einspeisung der jeweiligen Klassen zur Verfügung steht. Ein vollständiges Herunterfahren von Kraftwerken wäre in einigen der betrachteten Situationen unter Berücksichtigung der An- und Abfahrkosten wirtschaftlich sinnvoll gewesen. Allerdings hätte der Betreiber des betreffenden Kraftwerks dafür das Ausmaß der negativen Preise bereits vor Bekanntgabe der *Day-ahead*-Auktionsergebnisse kennen müssen, das heißt, er

---

hätte am Vortag über eine entsprechend akkurate Preisprognose verfügen müssen (vgl. Kapitel 4.3). Aus eigener Erfahrung ist die Genauigkeit von Preisprognosen für den Folgetag in Extremsituationen, wie sie an den betrachteten Tagen aufgetreten sind, jedoch meist deutlich reduziert.

Bezüglich der einzelnen betrachteten Technologien ergibt sich folgendes Bild:

- Die deutschen Kernkraftwerke reagieren in einem limitierten Bereich sehr flexibel auf das Auftreten negativer Preise. Der beobachtete flexible Bereich der aggregierten Einspeisung stimmt mehr oder weniger mit dem erwarteten technisch flexiblen Bereich eines Kraftwerks überein. Wie erwähnt kann jedoch über die Abschaltung einzelner Kraftwerke keine Aussage getroffen werden. Kernkraftwerke im Ausland (etwa in Frankreich oder Belgien) weisen – selbst in Phasen extrem negativer Preise – keine Flexibilität dieser Größenordnung auf, wodurch es bereits zu einem „Import“ negativer Preise nach Deutschland gekommen ist.
- Bei Betrachtung der Stromerzeugung der Braunkohlekraftwerke in Deutschland zeigt sich ebenso eine Korrelation zum Preis. Auffallend ist hier jedoch, dass das Produktionsniveau (bezogen auf die verfügbare Leistung) verglichen mit den Kernkraftwerken durchweg geringer ist. Dies könnte darauf zurückzuführen sein, dass Braunkohlekraftwerke aufgrund der technischen Gegebenheiten weniger flexibel agieren können als Kernkraftwerke und daher gegebenenfalls bereits im Vorfeld die Entscheidung getroffen wird, einzelne Kraftwerke vollständig vom Netz zu nehmen.
- Steinkohle- und Erdgaskraftwerke weisen in den betrachteten Marktsituationen generell ein sehr niedriges Erzeugungsniveau auf, wie zu erwarten war. Die verbleibende Erzeugung aus diesen Technologien ist mit hoher Wahrscheinlichkeit auf Restriktionen aus der Nutzung von Kraft-Wärme-Kopplung in diesen Kraftwerken zu erklären.



## 6. Negative Strompreise und Erneuerbare Energien

In den folgenden zwei Kapiteln wird die Kostenwirkung der negativen Strompreise auf das EEG-System sowie die Auswirkung der Abregelung der Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bei negativen Strompreisen untersucht.

### 6.1 Kosten für das EEG-System

Die Übertragungsnetzbetreiber sind gemäß § 2 AusglMechV verpflichtet, die eingespeisten EEG-Mengen, die nicht direkt vermarktet werden, in der Spotmarktauktion zu veräußern. Bei negativen Strompreisen entstehen dadurch Kosten, die letztlich über die EEG-Umlage getragen werden müssen. Die über die EEG-Umlage zu allozierenden Kosten werden im Wesentlichen von der Differenz von bezahlten Einspeisevergütungen und den am Markt erzielten Erlösen bestimmt. Bei negativen Preisen zahlen die Übertragungsnetzbetreiber nicht nur die Einspeisevergütung an die Anlagenbetreiber, sondern auch für die Abnahme des EEG-Stroms an der Börse. Die entstehenden Kosten durch die Vermarktung bei negativen Strompreisen erhöhen also die EEG-Umlage. Diese Kosten werden im Folgenden abgeschätzt.

Werden zunächst nur die erzeugten Strommengen aus Windkraft- und Solaranlagen mit den negativen Stundenpreisen multipliziert, ergibt sich für die betrachteten Tage:

|   |                       |
|---|-----------------------|
| → 5. Januar 2012:                             | 4,022 Millionen Euro  |
| → 25. Dezember 2012:                          | 20,225 Millionen Euro |
| → 26. Dezember 2012:                          | 20,483 Millionen Euro |
| → 24. März 2013:                              | 2,156 Millionen Euro  |
| → 16. Juni 2013:                              | 7,651 Millionen Euro  |
| → 22. Dezember 2013 bis<br>24. Dezember 2013: | 10,012 Millionen Euro |

Das ist quasi die Differenz aus dem Verkauf zu negativen Preisen, anstatt die Mengen zu einem Preis von null Euro/MWh zu verkaufen. Stunden mit positiven Preisen wurden dabei nicht gegengerechnet.

Für andere EEG-Einspeisungen sind im Gegensatz zu der Erzeugung aus Wind- und Sonnenenergie keine stündlichen Daten verfügbar. Basierend auf eigenen Produktionsschätzungen ergeben sich unter Einbeziehung anderer EEG-Einspeisungen dann für die betrachteten Tage jeweils leicht höhere Werte:

|   |                       |
|---|-----------------------|
| → 5. Januar 2012:                             | 5,037 Millionen Euro  |
| → 25. Dezember 2012:                          | 28,980 Millionen Euro |
| → 26. Dezember 2012:                          | 28,054 Millionen Euro |
| → 24. März 2013:                              | 2,532 Millionen Euro  |
| → 16. Juni 2013:                              | 9,412 Millionen Euro  |
| → 22. Dezember 2013 bis<br>24. Dezember 2013: | 12,553 Millionen Euro |

In Summe ergibt sich somit für die betrachteten Tage eine Belastung des EEG-Umlagekontos von 86,6 Millionen Euro.<sup>26</sup> Würden die negativen Strompreise an die Verbraucher weitergegeben, könnten die Verbraucher im Gegenzug direkt von den Zahlungen für die Stromlieferung profitieren. Je nach Stromverbrauch zu den Zeiten negativer Preise kann dies den Anstieg der EEG-Umlage überkompensieren. Dies würde allerdings eine Veränderung der heute üblichen Stromtarife und eine Anpassung der Beschaffungsstrategien für den Strom durch die Lieferanten bedingen. Bei den nicht EEG-Umlageprivilegierten Letztverbrauchern – das heißt insbesondere den Haushaltskunden – fließen derzeit etwaige negative Strompreise am Spotmarkt nicht direkt in den jeweiligen Haushaltskundenstrompreis ein, da diese – zumindest bisher – weitgehend durch Beschaffungsstrategien am Terminmarkt geprägt sind<sup>27</sup>. Anders wäre es, wenn in Deutschland – ähnlich wie etwa in Schweden – (optional) Haushaltsstromtarife angeboten würden, die am Spotmarkt indexiert wären. Dann würden sich negative Spotmarktpreise – wie jegliche andere Preisbewegungen nach oben oder unten auch – unmittelbar für die Endkunden

26 Zum Vergleich: Die Ausgaben vom EEG-Umlagekonto betragen im Jahr 2013 insgesamt 19,3 Milliarden Euro (ÜNB 2014).

27 vgl. Energy Brainpool (2013)

auswirken. Kunden, die ihre Last zeitlich verlagern können, erhielten damit einen direkten finanziellen Anreiz, ihren Verbrauch am Strompreis und somit erzeugungsgerecht auszurichten. Bisher sind solche Tarife jedoch noch nicht auf dem deutschen Markt üblich.

## 6.2 Abregelung Erneuerbarer Energien bei negativen Strompreisen

Je nachdem, wie Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien vermarktet werden, haben die Anlagenbetreiber unterschiedlich hohe Anreize, bei negativen Preisen ihre Anlagen abzuregeln. Im Folgenden werden daher die Vermarktungsformen EEG-Einspeisevergütung, sonstige Direktvermarktung und Direktvermarktung im Marktprämienmodell in ihrer Wirkung auf negative Strompreise näher betrachtet. Abschließend wird – aufgrund der aktuellen Diskussion zur Weiterentwicklung des EEG – die Wirkung der verpflichtenden Direktvermarktung auf negative Strompreise erläutert.

Sofern Anlagenbetreiber die EEG-Einspeisevergütung erhalten, besteht für sie kein Anreiz zur Abregelung ihrer Anlagen. Denn nur für die eingespeiste Strommenge erhalten die Anlagenbetreiber die EEG-Einspeisevergütung – auch bei negativen Strompreisen. Die Übertragungsnetzbetreiber sind durch das EEG letztlich verpflichtet, die Strommengen abzunehmen, zu vergüten und nach den gesetzlichen Vorschriften zu vermarkten, wie in Kapitel 2.2 beschrieben. Sollten die von den Übertragungsnetzbetreibern vermarkteten Strommengen preissetzend in der *Day-ahead*-Auktion sein, resultieren aufgrund der gesetzlichen Vorschriften zur Vermarktung Strompreise im Intervall zwischen minus 350 und minus 150 Euro/MWh.

Bei der Betrachtung der Abregelung von Anlagen zur Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien in den anderen Vermarktungsformen sind zwei Anlagentypen zu unterscheiden: Anlagen wie beispielsweise zur Stromerzeugung aus Biomasse mit und Anlagen wie Windenergie- oder Photovoltaikanlagen nahezu ohne Grenzkosten.

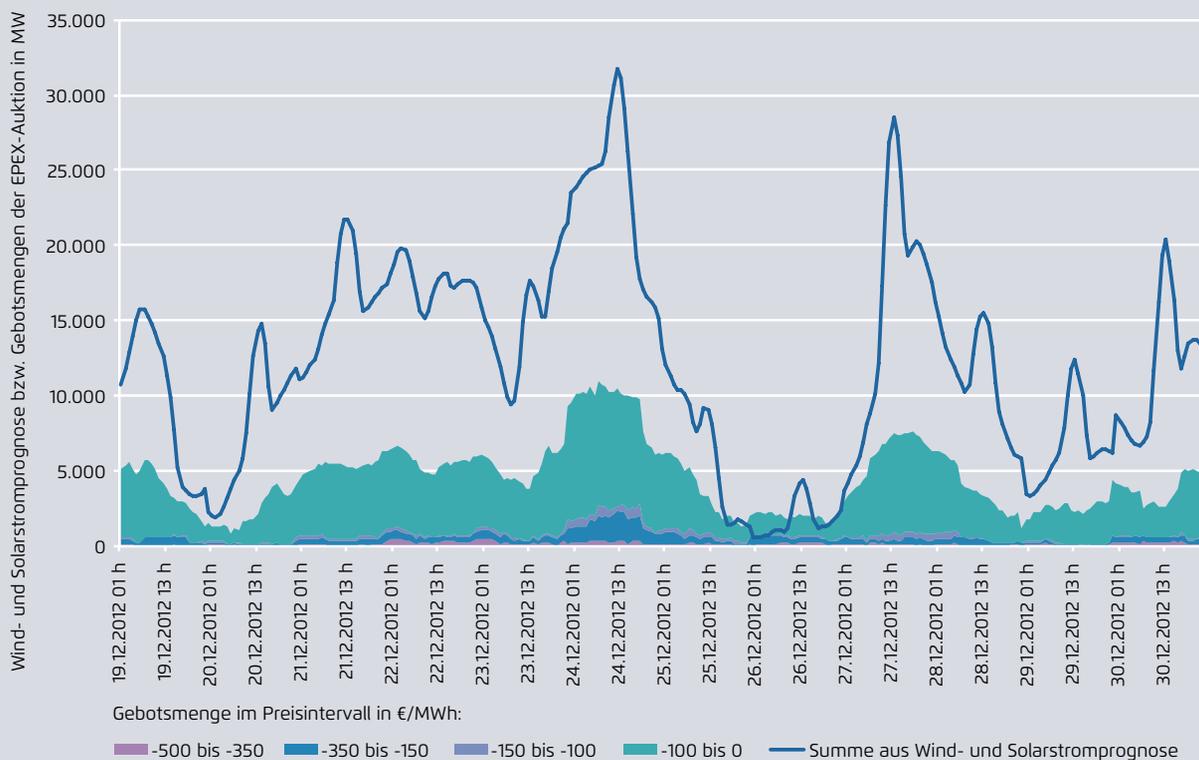
In der sonstigen Direktvermarktung (§ 33b Nr. 3 EEG), in der die Anlagenbetreiber keine Förderung erhalten, müssen sich die Anlagen allein durch die Erlöse am Markt rentieren. In diesem Fall werden Anlagenbetreiber nur Strom erzeugen, wenn die Erlöse über den Grenzkosten der Stromerzeugung liegen. Anlagen mit Grenzkosten werden also bereits bei positiven Preisen unterhalb der Grenzkosten aus wirtschaftlichen Erwägungen abgeregelt. Anlagen nahezu ohne Grenzkosten regeln analog bei Preisen von knapp über null Euro/MWh oder bei negativen Preisen ab. Sollte eine Stromlieferverpflichtung bestehen, wäre es in beiden Fällen günstiger, diese Verpflichtung durch den Kauf von Strom am Markt zu erfüllen.<sup>28</sup> Sollten die Strommengen aus der sonstigen Direktvermarktung preissetzend in der *Day-ahead*-Auktion sein, resultieren demzufolge Strompreise von mindestens null Euro/MWh in der *Day-ahead*-Auktion.

Die gleitende Marktprämie sichert dem Anlagenbetreiber in der Direktvermarktung nach dem Marktprämienmodell (§ 33b Nr. 1 EEG) eine Kompensation der Vermarktungsverluste zur EEG-Einspeisevergütung für die eingespeisten Strommengen zu. Die gleitende Marktprämie wird monatlich ex post als Differenz von individueller EEG-Einspeisevergütung und energieträgertypischen Vermarktungserlösen in der *Day-ahead*-Auktion ermittelt. Darüber hinaus erhält der Anlagenbetreiber eine sogenannte fixe Managementprämie zur Deckung der Direktvermarktungskosten. Ist die Anlage fernsteuerbar und kann beispielsweise bei negativen Preisen abgeregelt werden, wird die Managementprämie um einen Fernsteuerbarkeitsbonus erhöht. Auch die Managementprämie mit oder ohne Fernsteuerbarkeitsbonus wird nur auf die eingespeiste Strommenge ausbezahlt. Um abzuwägen, ob sich die Einspeisung bei negativen Strompreisen lohnt, benötigt der Anlagenbetreiber eine Prognose für die gleitende Marktprämie, da sie immer erst nach Ablauf des Monats rückwirkend ermittelt wird. Solange die Prämienzahlungen die negativen Strompreise

<sup>28</sup> Abwicklungskosten wie zum Beispiel Handelsgebühren werden vereinfachend in diesen Beispielen nicht berücksichtigt. Sie können anderenfalls zu Verschiebungen der genannten Preisgrenzen führen.

Limitierte Angebotsmengen in der *Day-ahead*-Auktion sowie Wind- und Solarstromprognose in der Weihnachtszeit 2013

Abbildung 6.1



Eigene Auswertung mit Daten von EEX und Power2Sim

unter Berücksichtigung eventueller Grenzkosten kompensieren, lohnt sich die Einspeisung des Stroms für den Anlagenbetreiber. Regelt der Anlagenbetreiber seine Anlage bei niedrigeren Preisen ab, erhält er zwar keine Prämienzahlungen, vermeidet aber auch höhere Kosten durch die negativen Strompreise.

Sollten die Strommengen aus der Direktvermarktung im Marktprämienmodell preissetzend in der *Day-ahead*-Auktion sein, resultieren beim aktuellen Marktpreisniveau Strompreise im Intervall zwischen circa minus 150 und minus 50 Euro/MWh im Falle von Windstrom und zumeist zwischen circa minus 350 und minus 100 Euro/MWh für Solarstrom in der *Day-ahead*-Auktion. Diese Preisgrenzen gelten ebenfalls, geringfügig um die Managementprämie korrigiert, sollte, wie aktuell diskutiert, die verpflichtende

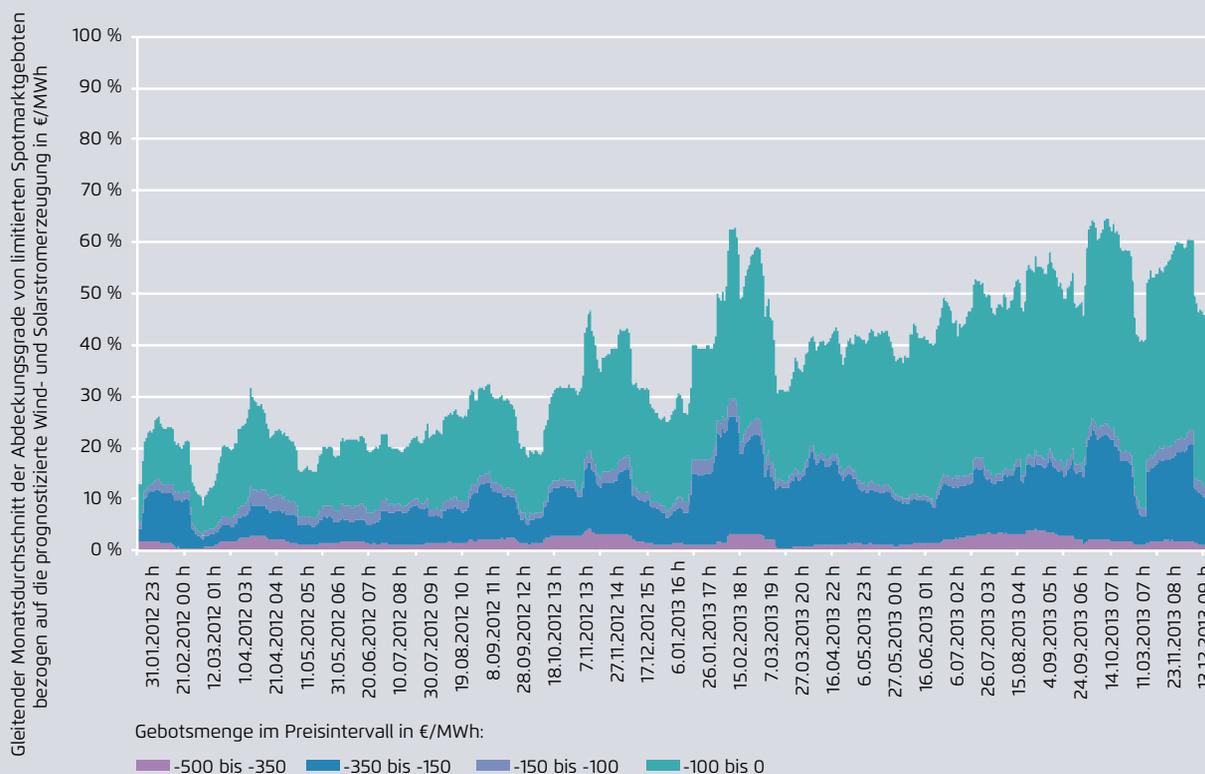
Direktvermarktung mit gleitender Marktprämie ohne Managementprämie eingeführt werden.

Abbildung 6.1 zeigt beispielhaft für die Weihnachtszeit 2013 die stündlichen preislimitierten Gebotsmengen in den unterschiedlichen negativen Preisintervallen bis minus 500 Euro/MWh. Im Vergleich dazu ist die Vortagesprognose der Wind- und Solarstromeinspeisung dargestellt. Wie deutlich zu erkennen ist, korrelieren die Gebotsmengen erwartungsgemäß mit dem prognostizierten gesamten Wind- und Solarstromaufkommen.

Mit Inkrafttreten der Managementprämienverordnung zum 1. Januar 2013 ist für Anlagen im Marktprämienmodell der Fernsteuerbarkeitsbonus eingeführt worden. Den Fernsteuerbarkeitsbonus erhalten diejenigen Anlagen, die

Gleitende Monatsdurchschnitte der Gebotsmengen in negativen Preisintervallen der EPEX-Day-ahead-Auktion für die Jahre 2012 und 2013

Abbildung 6.2



Eigene Auswertung mit Daten von EEX und Power2Sim

die Voraussetzungen für eine Produktionsmengensteuerung durch den Vermarkter erfüllen. Der Fernsteuerbarkeitsbonus soll die bedarfsgerechte Stromspeisung von EEG-Anlagen anreizen. Da Wind- und Photovoltaikanlagen nur durch ein entsprechendes Dargebot von Wind und Sonne bedarfsgerecht einspeisen können, liefert der Fernsteuerbarkeitsbonus bei diesen Anlagen einen Anreiz zu einer marktpreisbasierten Abregelung der Anlagen. Ob die Anlagen im Falle niedriger oder negativer Strompreise tatsächlich abgeregelt werden, obliegt dem Vermarkter beziehungsweise Anlagenbetreiber.

Durch diese zusätzliche Förderung ist die Zahl der Anlagen, die aufgrund marktbasierter Erwägungen ferngesteuert werden können, deutlich gestiegen und sie steigt vermutlich noch weiter an. R2B (2013) geht in seinem Gutachten

zur EEG-Umlage-Prognose 2014 davon aus, dass alle Offshore-Windenergieanlagen sowie 70 Prozent der Onshore-Windenergieanlagen und 50 Prozent der Photovoltaikanlagen im Marktprämienmodell fernsteuerbar sein werden. Die Fernsteuerbarkeit schlägt sich auch über ein verändertes Gebotsverhalten der Direktvermarkter in den Gebotskurven in der Day-ahead-Auktion an der EPEX Spot nieder. Die Direktvermarkter bieten die Strommengen aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen durch die Abschaltmöglichkeit nicht mehr preisunlimitiert bei minus 3.000 Euro/MWh an, sondern begrenzen ihre Gebote bereits bei höheren negativen Preisen. Daher wird im Folgenden die Angebotsseite der Gebotskurven im Bereich zwischen 0 und minus 500 Euro/MWh analysiert. Die Gebotskurven sind zwar anonymisiert veröffentlicht, sodass eine direkte Zuordnung der Gebotsmengen zu den Direktvermarktern

nicht erfolgen kann. Aufgrund einer hohen Mengenkorelation zwischen der Wind- und Solarstromeinspeisung und den bei negativen Preisen limitierten Geboten, lassen die Auswertungen dennoch auf das Gebotsverhalten der Direktvermarkter rückschließen.

Um die Wirkung der Abschaltmöglichkeit der Anlagen auf das Gebotsverhalten der Direktvermarkter sichtbar zu machen, wurde zunächst der Prozentuale Anteil der Gebotsmengen des jeweiligen Intervalls an der prognostizierten Einspeisung an Wind- und Solarstrom ermittelt. Da hierbei teils starke Schwankungen von Stunde zu Stunde zu beobachten sind, ist in Abbildung 6.2 der gleitende Monatsmittelwert dieser Anteile dargestellt.

Insbesondere in den Preisintervallen von 0 bis minus 350 Euro/MWh sind deutliche Zuwächse zu erkennen. Der Anteil der Gebotsmengen am gesamten erwarteten Wind- und Solarstromaufkommen stieg von circa 20 Prozent zu Beginn des Jahres 2012 auf über 60 Prozent bis zum Ende des Jahres 2013.

Außer in Extremsituationen ist der bereits erreichte Anteil preislimitierter Gebote mit hoher Wahrscheinlichkeit ausreichend, um Stunden mit extrem negativen Preisen unter minus 500 Euro/MWh zu vermeiden. Eher werden Preise bereits zwischen minus 50 und minus 150 Euro/MWh gedämpft durch die Abregelung von EEG-Anlagen, insbesondere Windenergieanlagen, die in der Lage sind, ohne CO<sub>2</sub>-Emissionen und nahezu ohne Grenzkosten Strom zu erzeugen.

Mit einem weiteren Ausbau an EEG-Anlagen und ohne nennenswerte Flexibilisierung des Stromsystems dürften Situationen mit negativen Preisen häufiger auftreten. Dies würde – zumindest für Anlagen im Marktprämienmodell oder in der verpflichtenden Direktvermarktung – zu einer immer stärkeren Abregelung führen und das Erreichen der Erneuerbaren-Ausbauziele unnötig verteuern. Denn es ist – in einer statischen Betrachtung – volkswirtschaftlich ineffizient, Anlagen abzuregeln, die in der Lage sind, ohne CO<sub>2</sub>-Emissionen und nahezu ohne Grenzkosten Strom zu erzeugen, wenn stattdessen Anlagen mit Grenzkosten (und

CO<sub>2</sub>-Emissionen) abgeregelt werden könnten. Die Bewertung der Abregelung von Anlagen zur Erzeugung von Strom aus Erneuerbaren Energien in einer dynamischen Betrachtung schließt eine Bewertung vorhandener und zu schaffender Flexibilität im Europäischen Stromsystem ein und ist Gegenstand weiterführender Untersuchungen.



## 7. Schlussfolgerungen und Ausblick

Negative Preise am Strommarkt sind per se nichts Negatives, sondern die konsequente Weiterführung des marktwirtschaftlichen Prinzips, dass Angebot und Nachfrage den Preis bestimmen. Hierdurch werden Angebot und Nachfrage auch in Angebotsüberschuss-Situationen zum Ausgleich gebracht, ohne in eine Prorata-Zuteilung zu verfallen, die für die Marktteilnehmer in der Regel schwer kalkulierbar und mit großen Risiken verbunden ist.

Die aktuell auftretenden negativen Preise sind jedoch nicht Ausdruck einer Überschusssituation von Strom aus Erneuerbaren Energien, sondern auf mangelnde Flexibilität des Stromsystems zurückzuführen. Denn der Erneuerbaren-Anteil selbst bei Starkwind beziehungsweise hoher Solarstromproduktion hat bisher zu keinem Zeitpunkt mehr als 65 Prozent des Stromverbrauchs ausgemacht. Diese Sichtweise gilt, sofern das Ziel des EEG, nämlich der Ausbau Erneuerbarer Energien zusammen mit ihrem Einspeisevorrang, nicht infrage gestellt wird.

Grundsätzlich ist es volks- und betriebswirtschaftlich rational, bei niedrigen oder negativen Strompreisen zunächst die Erzeugungsanlagen mit Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Kosten und dadurch höheren Grenzkosten abzuregeln. Denn Windenergie- und Photovoltaikanlagen erzeugen Strom nahezu ohne Grenzkosten. Dennoch zeigen die Analysen ausgewählter Tage mit negativen Strompreisen einen Verbleib von circa 13 bis 27 GW konventioneller Stromerzeugung im System. Insofern sind die zu beobachtenden negativen Strompreise Ausdruck für die Inflexibilität im Stromsystem.

Die Inflexibilität lässt sich aus der Analyse möglicher Erklärungsansätze (Kapitel 4) sowie der Situationen mit negativen Strompreisen in den Jahren 2012 und 2013 (Kapitel 5) vor allem auf folgende zentrale Faktoren zurückführen:

→ mangelnde technische Flexibilität sowie hohe Kosten für An- und Abfahrvorgänge konventioneller Kraftwerke, die einen Betrieb bei Mindesterzeugung selbst bei Prei-

sen zwischen null und zehn Euro/MWh über 24 Stunden beziehungsweise rein kraftwerksseitig bei Preisen bis minus 60 Euro/MWh in einzelnen Stunden wirtschaftlich rechtfertigen;

- hohe Wirkleistungseinspeisung zwischen 13 und 20 GW für die Erbringung von Systemdienstleistungen, insbesondere für die Bereitstellung primärer Regelleistung und die Vorhaltung von Blindleistung;
- wärmegeführte Fahrweise inflexibler Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen;
- Einschränkungen bei der Abgabe von Abschaltgeboten, die durch das Auktionierungsverfahren am *Day-ahead*-Markt verursacht wurden<sup>29</sup>.

Darüber hinaus ergeben die betrachteten weiteren operativen und technischen sowie die regulatorischen Hemmnisse teils ein äußerst kleinteiliges Bild mit teils weiten Verzweigungen in energiewirtschaftliche Zusammenhänge (Kapitel 4.7 und 4.8), die einer Flexibilisierung entgegenstehen und somit das Auftreten negativer Strompreise begünstigen. Auch hat sich bei der Auswertung der Datenquellen gezeigt, dass noch ein signifikanter Teil der Lastdeckung bei der aktuellen Datenlage nicht erklärt werden kann (für weitere Details siehe Absatz 5.1). Bei Betrachtung dieses nicht erklärten Anteils zeigt sich je nach Betrachtungszeitraum eine sehr unterschiedliche Reaktion auf niedrige und negative Strompreise. Um hier genauere Aussagen treffen zu können, müsste dieser nicht unerhebliche Teil einer separaten Analyse unterzogen werden. Solange allerdings keine verlässlichere Datenbasis insbesondere für die zeitlich hochaufgelösten Lastdaten vorhanden ist, wird dies jedoch nur ansatzweise gelingen.

Die aktuell auftretenden negativen Preise und die genannten Ursachen sind insbesondere angesichts der Tatsache, dass Flexibilität zum Kernelement des neuen Energiewende-Strommarkts gehört, ein Warnsignal – auch vor

<sup>29</sup> Diese Einschränkungen wurden durch eine Systemumstellung am 4. Februar 2014 teilweise aufgehoben.

dem Hintergrund, dass bei negativen Strompreisen die EEG-Umlage unnötig steigt (an den betrachteten Tagen mit negativen Strompreisen um 86,6 Millionen Euro; Kapitel 6.1). Zudem werden aufgrund regulatorischer Vorgaben zur Direktvermarktung Erneuerbare-Energien-Anlagen nahezu ohne Grenzkosten zumeist im Preisintervall zwischen null und minus 100 Euro/MWh abgeschaltet (Kapitel 6.2), um stattdessen mit Grenzkosten brennstoffverbrauchenden und CO<sub>2</sub>-emissionsbehafteten Strom zu produzieren.

Mit zunehmendem Anteil Erneuerbarer Energien wird insbesondere die Stromproduktion aus Wind- und Solarenergie stetig zunehmen – mit der Folge, dass die Fluktuationen und damit die Zahl der Stunden mit hohen Erneuerbaren-Anteilen ebenfalls stark zunimmt. Gemäß einer Modellierung von Energy Brainpool mit dem Fundamentalmmodell Power2Sim wird es im Jahr 2022 – einen Ausbau der Erneuerbaren Energien gemäß derzeitigen Plänen vorausgesetzt – etwa 1.200 Stunden geben, in denen der Anteil der Erneuerbaren Energien am Stromverbrauch derselben Stunde bei 65 Prozent und mehr liegt – während es nur etwa 150 Stunden sind, in denen die EE-Stromproduktion die gesamte Last deckt. Falls das Gesamtsystem nicht deutlich flexibler wird, ist zu erwarten, dass negative Preise nicht mehr – wie bisher – die Ausnahme sind, sondern mit hoher Regelmäßigkeit auftreten.

Zur notwendigen Flexibilisierung des Stromsystems und zur Vermeidung negativer Strompreise werden folgende Maßnahmen zur Umsetzung beziehungsweise zur Prüfung durch den Regulierer beziehungsweise durch die Netzbetreiber vorgeschlagen:

→ Reduzierung des *Must-run*-Sockels konventioneller Kraftwerke, die Systemdienstleistungen erbringen (insbesondere Regel- und Blindleistung):  
 Hierzu gehört die Schaffung von Transparenz über die notwendigen Systemdienstleistungen, die die Netzbetreiber tatsächlich benötigen. Die Vergabe sollte markt-näher und der Einsatz der Systemdienstleistungen marktgetrieben erfolgen mit dem Ziel, dass auch Erneuerbare Energien, die Verbrauchsseite sowie andere Technologien (zum Beispiel Phasenschieber zur Vorhaltung

von Blindleistung ohne Wirkleistungserbringung) diese Dienstleistungen bereitstellen können. Entsprechende Ansätze bei der Erarbeitung der Europäischen Netzkodizes zur Verwirklichung des Europäischen Binnenmarkts im Stromsektor sollten konsequent weitergeführt werden. Dabei müssen die hohen Anforderungen an die Systemsicherheit gewährleistet bleiben.

→ Novelle des Kraft-Wärme-Kopplungsgesetzes zur Reduzierung der KWK-bedingten *Must-run*-Stromeinspeisung:  
 Die Förderung sollte insgesamt stärker auf eine technisch flexiblere Auslegung der KWK-Anlagen ausgerichtet werden. Der Zubau an KWK-Anlagen von 10.000 bis 12.500 MWe<sup>30</sup>, um das im Koalitionsvertrag erneuerte Ziel von 25 Prozent KWK-Anteil in der Stromerzeugung im Jahr 2020 zu erreichen, sollte mit einer entsprechenden Anlagenauslegung für eine flexible Fahrweise erfolgen. Um eine flexiblere Fahrweise der KWK-Anlagen anzureizen, können KWK-Förderungen auch von einem Nachweis einer strompreisgeführten Fahrweise abhängig gemacht werden. Zu prüfen ist, inwieweit Wärmespeicher zur technischen Flexibilisierung gefördert werden können.

→ Stärkung des Ausgleichsenergiepreissystems:  
 Die derzeitigen Ausgleichsenergiepreise, die für Bilanzabweichungen gezahlt werden müssen, stellen häufig keine ausreichenden Pönalen dar, damit Bilanzkreisverantwortliche ihrer Pflicht zum viertelstündlichen Ausgleich des Bilanzkreises nachkommen. Eine Stärkung des Ausgleichsenergiepreissystems setzt direkt Anreize, die Fahrplanteue zu erhöhen beispielsweise durch bessere Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen. Verbleibende kurzfristige Prognoseabweichungen werden dann entweder im eigenen Portfolio oder über Geschäfte im Kurzfristhandel korrigiert. Ist der Kurzfristhandel jedoch erst etabliert (direkt oder über einen Dienstleister), kann auch kurzfristig verfügbare Flexibilität leichter vermarktet werden. Dies führt zu einem effizienteren Kraftwerkseinsatz und zur leichteren Einbindung von Lastverlagerungspotenzialen. Durch eine höhere Fahrplanteue sinkt der Regelleistungsbedarf, was wiederum

30 Öko-Institut (2011)

den derzeitigen *Must-run*-Sockel senken und negativen Strompreisen entgegenwirken kann.

Folgende Maßnahmen sollten vonseiten der Anlagenbetreiber ergriffen werden:

→ Konventionelle sowie steuerbare Erneuerbare-Energien-Anlagen zur Stromerzeugung sollten (weiter) flexibilisiert werden:

Dabei ist vor allem auf schnellere An- und Abfahrzeiten sowie geringere An- und Abfahrkosten abzielen. Den Biomasse- und anderen steuerbaren Erneuerbare-Energien-Anlagen kommt hierbei eine besondere Bedeutung zu, da sie – im Gegensatz und flankierend zu den fluktuierenden Erneuerbare-Energien-Anlagen – eine längerfristig planbare Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien ermöglichen. Insbesondere sollte der Zubau neuer steuerbarer EEG-Anlagen unter Einhaltung festzulegender Flexibilitätskriterien erfolgen.

→ Erbringung von Systemdienstleistungen durch Erneuerbare Energien:

Gerade zu Zeiten einer schwachen Nachfrage bei gleichzeitig hohem Angebot an Wind- und Solarstrom sollten Erneuerbare Energien in die Lage versetzt werden, Systemdienstleistungen zu erbringen, um den in diesen Zeiten zur Nachfragedeckung nicht benötigten konventionellen *Must-run*-Sockel möglichst weit zu reduzieren. Hierfür ist eine weitere Öffnung des Zugangs zur Erbringung von Systemdienstleistungen durch Erneuerbare seitens des Regulierers und seitens der Netzbetreiber notwendig.

→ Beseitigung operativer Hemmnisse:

Wie in Kapitel 4.7 gezeigt wurde, stehen operative Hemmnisse einer weiteren Flexibilisierung des Stromsystems entgegen. Mangels quantitativer Erhebungen bleibt das hierauf basierende Flexibilisierungspotenzial jedoch vage. In der Akteursbefragung hat sich der Eindruck verdichtet, dass operativen Hemmnissen allerdings eine nicht zu vernachlässigende Größe für Inflexibilität im Stromsystem zukommt. Hier gilt es für die Akteure, Opportunitätskosten durch die Inflexibilität zu ermitteln, zu bewerten und, sofern betriebswirtschaftlich darstellbar, diese Hemmnisse zu beseitigen.

Folgende Maßnahmen sollten vonseiten der Stromvertriebe/Lieferanten ergriffen beziehungsweise geprüft werden:

→ Flexibilisierung der Verbrauchsseite:

Ausdrücklich werden als Akteure für die Flexibilisierung der Verbrauchsseite nicht die Verbraucher selbst, sondern die Stromvertriebe genannt. Denn die Stromvertriebe sind die Akteure, die in der Regel über die energiewirtschaftliche Expertise und gleichzeitig über den Kundenzugang zu den Stromverbrauchern verfügen. Darüber hinaus verfügen sie häufig durch Dienstleistungen, die sie ihren Kunden über die reine Stromlieferung hinaus anbieten (wie zum Beispiel Energie- oder Effizienzberatung), über eine gute Kundenkenntnis. Sie bilden somit die relevante Schnittstelle, um Lastverlagerungspotenziale mehrerer Kunden zu bündeln und am Strommarkt anzubieten.

→ Optionale Stromtarife mit Spotbepreisung für Endkunden:

Die kurzfristige Planbarkeit der Stromerzeugung aus fluktuierenden Erneuerbaren Energien spiegelt sich derzeit nicht in den Tarifstrukturen für Endkunden, insbesondere Haushaltskunden, wider. Während die Stromerzeugungsmengen aus Windenergie- und Photovoltaikanlagen und ebenso die damit verbundenen Vergütungskosten erst frühestens Echtzeit oder ex post ermittelbar sind, sind die Tarifpreise geprägt von einer Beschaffung auf den Terminmärkten – teilweise lange vor der Stromlieferung. Der Spotmarkt, also der Markt für den Handel von Strom kurz vor der Lieferung, wird dann nicht für die eigentliche Beschaffung der Strommengen, sondern für die kurzfristige Glatstellung und Optimierung des eigenen Portfolios genutzt (vgl. Kapitel 4.6). Würden die Tarifpreise hingegen an den börslichen Spotpreis gebunden<sup>31</sup>, könnte der Vertrieb die an den Kunden zu liefernden Mengen risikoarm ebenfalls am

31 Sofern keine stündliche Lastgangmessung verfügbar ist, könnten Haushaltskunden weiterhin mit Standardlastprofilen kalkuliert werden. Der Tarifpreis würde dann anhand einer Spotpreisformel festgelegt zuzüglich Vertriebskosten und Marge des Vertriebs sowie zuzüglich gesetzlichen Entgelten, Umlagen, Steuern und Abgaben.

Spotmarkt beschaffen. Mit den Spotpreistarifen übernimmt nämlich der Tarifkunde das Preisrisiko des Spotmarkts auf steigende Preise, jedoch auch die Chance auf fallende Preise. Von negativen Strompreisen würde der Tarifkunde auf diese Weise direkt profitieren. Da sicher nicht jeder Kunde bereit ist, das Preisrisiko zu tragen, sollten diese Tarife optional angeboten werden.

Viele der vorgeschlagenen Maßnahmen sind mit Investitionen in Flexibilität verbunden. Investitionen in Flexibilität benötigen meist Zeit. Gerade in einem Übergang von einem durch planbare konventionelle Erzeugung geprägten Stromsystem zu einem neuen durch dargebotsabhängige und durch nur kurzfristig planbare Erzeugung geprägten Stromsystem können dabei geringe oder negative Preise die richtigen Anreize setzen, aus wirtschaftlichen Erwägungen in Flexibilität zu investieren. Daher sollten negative Preise seitens der Marktregulierung weiterhin ausdrücklich zugelassen werden.

Zuvorderst sollte natürlich „nutzloser“ Stromverbrauch (Energieverschwendung wie zum Beispiel nicht genutzte Lichtbögen, Erdschlüsse, Stromwandlung zu Wärme, ohne dabei die Wärme zu nutzen etc.) bei negativen Preisen unbedingt vermieden werden. So werden negative Preise und Preis-Spreads nicht gedämpft, welche direkte Anreize zur Flexibilisierung des Stromsystems schaffen. Die Flexibilisierung des Stromsystems sollte dabei mit dem Ziel erfolgen, dynamische Effizienz zu erreichen. Denn im Zuge der Energiewende mit dem weiteren Ausbau Erneuerbarer Energien bleibt das Stromsystem auf absehbare Zeit einem ständigen Wandlungsprozess unterworfen, den es zu optimieren gilt.

Das Auftreten extrem negativer Preise ist unwahrscheinlicher geworden, weil durch Gebote, die bei negativen Preisen limitiert sind, ein Preispuffer vor den extrem negativen Preisen aufgebaut wird (vgl. Kapitel 6.2). Dieser Preispuffer setzt sich im Wesentlichen aus drei Preisstufen zusammen: Durch die sogenannte „Preislimitierung in Ausnahmefällen“ nach § 8 Ausgleichsmechanismus-Ausführungsverordnung ist de facto ein generell geltender unterer Preiskorridor zwischen minus 350 und minus 150 Euro/MWh

für diejenigen EEG-Strommengen vorgegeben, die eine EEG-Einspeisevergütung erhalten und letztlich von den Übertragungsnetzbetreibern abgenommen, vergütet und vermarktet werden.

Die zweite Stufe des Preispuffers überlappt sich preislich mit der erstgenannten. Sie bildet sich aus den direktvermarkteten EEG-Strommengen im Marktprämienmodell und umfasst ein Preisintervall von circa minus 500 bis minus 50 Euro/MWh mit einer Häufung im Intervall zwischen circa minus 150 und minus 50 Euro/MWh. Die dritte Stufe mit einem geringen Mengenanteil bilden Windstrom- und Photovoltaikanlagen in der sonstigen Direktvermarktung in einem recht engen Preisbereich zwischen null und knapp über null Euro/MWh. Treten zukünftig negative Preise auf, ist durch diesen Preispuffer und mit Ausnahme von Extremsituationen zu erwarten, dass sie zumeist in einem Preisintervall zwischen minus 150 und 0 Euro/MWh liegen werden.

Über diesen Preispuffer hinaus zeigen die in Kapitel 5 beschriebenen Lerneffekte der Marktakteure als Reaktion auf die bisherigen negativen Preise bereits Wirkung. Auch dies trägt zur Vermeidung negativer Preise bei.

Die Einführung des *North-Western Europe (NWE) Price Couplings* im *Day-ahead*-Markt am 4. Februar 2014 wirkt sich ebenfalls auf die Häufigkeit (extrem) negativer Preise aus.<sup>32</sup> Mit dem *NWE Price Coupling* werden die *Day-ahead*-Strompreise in einem gemeinsamen Berechnungsverfahren für die Länder Dänemark, Finnland, Norwegen, Schweden und Großbritannien sowie Belgien, Deutschland, Frankreich, Luxemburg und die Niederlande ermittelt. Dabei werden die Grenzkuppelleitungen implizit in die Preiskalkulation einbezogen. Dies soll zu einer optimalen Auslastung der Grenzkuppelkapazitäten beitragen und sollte sich zudem durch einen effizienteren nordwesteuropäischen Kraftwerkseinsatz zumeist dämpfend auf den Strompreis auswirken. Einen starken Effekt hat das *NWE Price Coupling* auf das mögliche, wenn auch unwahrscheinliche, Auftreten von extrem negativen Preisen. Denn mit der Ein-

32 EPEX (2014)

---

führung des *NWE Price Couplings* ist die Preisuntergrenze in der *Day-ahead*-Auktion vereinheitlicht worden und in Deutschland/Österreich von minus 3.000 Euro/MWh auf minus 500 Euro/MWh heraufgesetzt worden. Der bisher niedrigste Preis in der *Day-ahead*-Auktion für den Liefer- tag, 4. Oktober 2009, in der Stunde von 2 bis 3 Uhr, von minus 500,02 Euro/MWh kann demnach in der *Day-ahead*-Auktion nicht mehr erreicht werden.



---

## 8. Literaturverzeichnis

---

- 50Hertz Transmission GmbH (2013): *Daten zur EEG-Preislimitierung*  
www.50hertz.com/de/2350.htm
- 50Hertz Transmission GmbH (2014): *Daten für den regelzonenübergreifenden einheitlichen Bilanzausgleichsenergiepreis (reBAP)*  
www.50hertz.com/de/2655.htm
- AG Energiebilanzen (2013): *Bruttostromerzeugung in Deutschland von 1990 bis 2013 nach Energieträgern*  
www.ag-energiebilanzen.de/#20131220\_brd\_stromerzeugung1990-2013
- AGFW – Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V. (2012): *Hauptbericht 2011*  
www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht
- Agora Energiewende (2012): *Datenmaterial für die Darstellung der Stromproduktion, der Stromnachfrage sowie Ex- und Importe*  
www.agora-energiewende.de
- Amprion GmbH (2012): *Generator wird zum Motor. Pressemitteilung vom 24.02.2012*  
www.amprion.net/generator-wird-zum-motor
- APX Group, Belpex NV, EPEX Spot SE (nicht datiert): *Joint Statement on negative prices in Belgium and France on 16 June 2013*
- Energy Brainpool GmbH & Co. KG (2013): *Zusammenhang von Strombörsen- und Endkundenpreisen. Studie im Auftrag der Agora Energiewende*
- Bundeskartellamt (2011): *Sektoruntersuchung Stromerzeugung Stromgroßhandel*
- Bundesnetzagentur (2011): *Genehmigung des Szenariorahmens 2012 am 20. Dezember 2011*
- Bundesnetzagentur (2013): *Positionspapier zur Bilanzkreisbewirtschaftung*, Aktenzeichen BK6-13-104  
www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1BK-Geschaeftszeichen-Datenbank/BK6-GZ/2013/BK6-13-104/BK6-13-104\_Positionspapier.pdf?\_\_blob=publicationFile&v=3
- Bundesnetzagentur; Bundeskartellamt (2013a): *Monitoringbericht 2013*
- Deutsches Zentrum für Luft- und Raumfahrt; Fraunhofer Institut für Windenergie und Energiesystemtechnik; Ingenieurbüro für neue Energien (2010): *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global „Leitstudie 2010“*, Datenanhang II; Dezember 2010
- Deutscher Wetterdienst: *Klimadaten auf der Website des Deutschen Wetterdienstes*  
www.dwd.de
- European Energy Exchange: *Preisdaten und Transparenzdaten*
- ELIA System Operator NV (2014): *Stromerzeugungsdaten Belgien*  
www.elia.be
- European Network of Transmission System Operators for Electricity (ENTSO-E) (2014): *Daten zum Stromimport und -export*  
www.entsoe.eu
- EPEX Spot SE: *Preisdaten zum Intraday-Handel*
- EPEX Spot SE (2014): *North-Western European Power Markets Successfully Coupled*. Pressemitteilung vom 04.02.2014)

[http://static.epexspot.com/document/25834/2014-02-04\\_NWE\\_Go-Live\\_Communication\\_NWE\\_PCR\\_SWE.pdf](http://static.epexspot.com/document/25834/2014-02-04_NWE_Go-Live_Communication_NWE_PCR_SWE.pdf)

Forschungsgemeinschaft für elektrische Anlagen und Stromwirtschaft e. V., Consentec GmbH; Institut für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (2012): *Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien*

Haucap, Justus (2012): *Eine ökonomische Analyse der Überwälzbarkeit der Kernbrennstoffsteuer*. Düsseldorf: Institut für Wettbewerbsökonomie

Hundt, Matthias; Barth, Rüdiger; Sun, Ninghong; Wissel, Steffen; Voß, Alfred (2009): *Verträglichkeit von erneuerbaren Energien und Kernenergie im Erzeugungsportfolio*. Stuttgart

Intertek Aptech (2012): *Power Plant Cycling Costs*

Öko-Institut (2011): *Kraft-Wärme-Kopplung in Deutschland – Entwicklung im Zeitraum 2003–2010 und mögliche Ausbaupfade 2020/2030 (Vortrag)*

Öko-Institut (2012): *Monitoring der Kraft-Wärme-Kopplungs-Vereinbarung vom 19. Dezember 2003 für den Teilbereich Kraft-Wärme-Kopplung, Berichtszeitraum 2010 (Vierter und letzter Bericht)*. Berlin

R2B Energy Consulting GmbH (2013): *Jahresprognose zur deutschlandweiten Stromerzeugung aus EEG-geförderten Kraftwerken für das Kalenderjahr 2014 (Endbericht)*. Köln

RTE Réseau de Transport d'Electricité S. A. (2014): *Stromerzeugungsdaten Frankreich*  
[www.rte-france.com](http://www.rte-france.com)

von Roon, Serafin; Beer, Michael; Schmid Tobias (2008): *Rückwirkungen der KWK-Erzeugung auf den Kraftwerkspark – Lastgangsynthese*. EuroHeat & Power, Heft 4

Schröter, Jochen (2004): *Auswirkungen des Europäischen Emissionshandelssystems auf den Kraftwerkseinsatz in Deutschland*. Berlin

Übertragungsnetzbetreiber (50Hertz, Amprion, Tennet, TransnetBW) (2014): *Aktuelle Angaben der Übertragungsnetzbetreiber zu den Einnahmen- und Ausgabenpositionen nach § 7 (1) Nr. 1 AusglMechV (Stand 31. Dezember 2013)*  
[www.eeg-kwk.net/de/file/2014-01-07\\_EEG-Konto\\_finanzieller-HoBA\\_2013\\_Dezember\\_gesamt.pdf](http://www.eeg-kwk.net/de/file/2014-01-07_EEG-Konto_finanzieller-HoBA_2013_Dezember_gesamt.pdf)

Wagner, Ulrich; Brückl, Oliver (2002): *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*

Wissel, S.; Rath-Nagel, S.; Blesl, M.; Fahl, U.; Voß, A. (2008): *Stromerzeugungskosten im Vergleich*. Stuttgart



---

# Publikationen von Agora Energiewende

---

## AUF DEUTSCH

### 12 Thesen zur Energiewende

Ein Diskussionsbeitrag zu den wichtigsten Herausforderungen im Strommarkt (Lang- und Kurzfassung)

### Ausschreibungen für Erneuerbare Energien

Welche Fragen sind zu prüfen?

### Das deutsche Energiewende-Paradox. Ursachen und Herausforderungen

Eine Analyse des Stromsystems von 2010 bis 2030 in Bezug auf Erneuerbare Energien, Kohle, Gas, Kernkraft und CO<sub>2</sub>-Emissionen

### Der Spotmarktpreis als Index für eine dynamische EEG-Umlage

Vorschlag für eine verbesserte Integration Erneuerbarer Energien durch Flexibilisierung der Nachfrage

### Die Zukunft des EEG – Evolution oder Systemwechsel?

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten der Diskussionsveranstaltung am 13. Februar 2013 in Berlin

### Effekte regional verteilter sowie Ost-/West-ausgerichteter Solarstromanlagen

Eine Abschätzung systemischer und ökonomischer Effekte verschiedener Zubauszenarien der Photovoltaik

### Ein radikal vereinfachtes EEG 2.0 und ein umfassender Marktdesign-Prozess

Konzept für ein zweistufiges Verfahren 2014–2017

### Ein robustes Stromnetz für die Zukunft

Methodenvorschlag zur Planung – Kurzfassung einer Studie von BET Aachen

### Entwicklung der Windenergie in Deutschland

Eine Beschreibung von aktuellen und zukünftigen Trends und Charakteristika der Einspeisung von Windenergieanlagen

### Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland

Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033

### Lastmanagement als Beitrag zur Deckung des Spitzenlastbedarfs in Süddeutschland

Endbericht einer Studie von Fraunhofer ISI und der Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

### Positive Effekte von Energieeffizienz auf den deutschen Stromsektor

Endbericht einer Studie von der Prognos AG und dem Institut für Elektrische Anlagen und Energiewirtschaft (IAEW)

### Reform des Konzessionsabgabenrechts

Gutachten vorgelegt von Raue LLP

---

# Publikationen von Agora Energiewende

---

## Strommarktdesign im Vergleich: Ausgestaltungsoptionen eines Kapazitätsmarkts

Dokumentation der Stellungnahmen der Referenten für die Diskussionsveranstaltung am 10. Juni 2013 in Berlin

## Stromverteilnetze für die Energiewende

Empfehlungen des Stakeholder-Dialogs Verteilnetze für die Bundesrepublik – Schlussbericht

## Vergütung von Windenergieanlagen an Land über das Referenzertragsmodell

Vorschlag für eine Weiterentwicklung des Referenzertragsmodells und eine Anpassung der Vergütungshöhe

## Vorschlag für eine Reform der Umlage-Mechanismen im Erneuerbare Energien Gesetz (EEG)

Studie des Öko-Instituts im Auftrag von Agora Energiewende

## Wie wird sich die Windenergie in Deutschland weiterentwickeln?

Dokumentation der Diskussion zur *Kurzstudie Entwicklung der Windenergie* in Deutschland am 5. Juli 2013

## Zusammenhang von Strombörsen und Endkundenpreisen

Studie von Energy Brainpool

## AUF ENGLISCH

## 12 Insights on Germany's Energiewende

An Discussion Paper Exploring Key Challenges for the Power Sector

## A radically simplified EEG 2.0 in 2014

Concept for a two-step process 2014–2017

## Benefits of Energy Efficiency on the German Power Sector

Final report of a study conducted by Prognos AG and IAEW

## Comparing Electricity Prices for Industry

An elusive task – illustrated by the German case

## Comparing the Cost of Low-Carbon Technologies: What is the Cheapest Option?

An analysis of new wind, solar, nuclear and CCS based on current support schemes in the UK and Germany

## Cost Optimal Expansion of Renewables in Germany

A comparison of strategies for expanding wind and solar power in Germany

## Load Management as a Way of Covering Peak Demand in Southern Germany

Final report on a study conducted by Fraunhofer ISI and Forschungsgesellschaft für Energiewirtschaft

## The German Energiewende and its Climate Paradox

An Analysis of Power Sector Trends for Renewables, Coal, Gas, Nuclear Power and CO2 Emissions, 2010–2030

## Wie gelingt uns die Energiewende?

Welche konkreten Gesetze, Vorgaben und Maßnahmen sind notwendig, um die Energiewende zum Erfolg zu führen? Agora Energiewende will helfen, den Boden zu bereiten, damit Deutschland in den kommenden Jahren die Weichen richtig stellt. Wir verstehen uns als Denk- und Politiklabor, in dessen Mittelpunkt der Dialog mit den relevanten energiepolitischen Akteuren steht.

---



### **Agora Energiewende**

Rosenstraße 2 | 10178 Berlin

T +49. (0)30 284 49 01-00

F +49. (0)30 284 49 01-29

[www.agora-energiewende.de](http://www.agora-energiewende.de)

[info@agora-energiewende.de](mailto:info@agora-energiewende.de)

