

# FLEXIBILITÄTSOPTIONEN AM STROMMARKT- EINE ANALYSE ZU HEMMNISSEN UND ERLÖSMÖGLICHKEITEN

Christoph ZÖPHEL<sup>1,2</sup>, Theresa MÜLLER<sup>2</sup>

<sup>1</sup>Boysen-TU Dresden-Graduiertenkolleg, Strehleener Straße 24, 01069 Dresden, +49 351 463-43137, christoph.zoepfel@tu-dresden.de, www.tu-dresden.de/boysen-grk

<sup>2</sup>TU Dresden, Lehrstuhl für Energiewirtschaft, Münchner Platz 3, 01069 Dresden, + 49 351 463-39766, Theresa.Mueller@tu-dresden.de, www.ee2.biz

**Kurzfassung:** Mit dem Ausbau der erneuerbaren Energien steigt der Flexibilitätsbedarf. Gegenwärtig und zukünftig stehen dazu Flexibilitätsoptionen zur Verfügung, welche technisch in der Lage sind die damit verbundenen Anforderungen zu erfüllen. Zur Refinanzierung dieser Technologien sind jedoch vor allem ein entsprechendes Preisniveau sowie eine ausreichende Preisvolatilität in den Strommärkten notwendig. Erlösmöglichkeiten ergeben sich dabei für verschiedene Optionen theoretisch durch die Ausnutzung von Preis-Spreads sowie der Lasterhöhung bei niedrigen bzw. negativen Strompreisen und der Lastsenkung bei positiven Preisspitzen. Daher wurden die einzelnen Teilmärkte (Termin-, Day-Ahead-, Intraday-, Regelenenergiemarkt) qualitativ auf ihre tatsächlichen Erlösanreize und Hemmnisse für einen Markteintritt von Flexibilitätsoptionen untersucht. Neben der Analyse des Marktdesigns bzw. der regulatorischen Rahmenbedingungen wurden dazu auch die jeweiligen Preis- und Volumenentwicklungen der Jahre 2008 bis 2014 analysiert. Ausschreibungszeiträume, Vorlaufzeiten und Produktlaufzeiten können Hemmnisse für eine Hebung des Flexibilitätspotenzials darstellen. Bereits durchgeführte Anpassungsmaßnahmen zeigen, dass eine Verkürzung dieser Zeiträume ein adäquates Mittel zur Flexibilisierung des Stromhandels darstellt. Auch die Erweiterung der Markt- bzw. Regelzonen sind geeignete Maßnahmen. Die Entwicklung der gehandelten Volumen in den Day-Ahead- und Intraday-Märkten deutet darüber hinaus auf einen steigenden Bedarf für einen kurzfristigen und flexiblen Stromhandel hin. Die im Rahmen der Energiewende entstandenen Überkapazitäten sind allerdings dafür verantwortlich, dass derzeit das Preisniveau und die Preisvolatilität in den Strommärkten zu niedrig für die Geschäftsmodelle der Flexibilitätsoptionen sind.

**Keywords:** Flexibilitätsoption, Strommarkt, Hemmnisse, Erlösmöglichkeiten

## 1 Einleitung

Ein zentraler Punkt der Energiewende in Deutschland ist der Ausbau der erneuerbaren Energien (EE). Diese sollen bis zum Jahr 2050 einen Anteil von 80 % am Bruttostromverbrauch erreichen. Dieses Ziel stellt das Energiesystem vor große Herausforderungen, da volatile EE, z.B. Wind oder Sonne, nicht immer verfügbar sind und die Stromeinspeisung dementsprechend schwanken kann. Zusätzlich treten Prognosefehler bei der Vorhersage der Einspeisung aus Windenergie- und PV-Anlagen auf. Eine weitere Auswirkung des EE-Ausbaus ist die Verdrängung konventioneller Kraftwerke aus den

Strommärkten, welche bisher den Großteil des Flexibilitätsbedarfs des Stromsystems abgedeckt haben. Um dennoch die Versorgungssicherheit jederzeit aufrechterhalten zu können, werden Flexibilitätsoptionen (FO) benötigt. Technologien, welche Flexibilität bereitstellen können, sind dabei durch eine kurze Reaktionszeit und dem Anwendungsgebiet entsprechende Bereitstellungsdauern gekennzeichnet. Hierzu zählen flexible Kraftwerke (z.B. Gaskraftwerke), der nationale und internationale Ausbau an Übertragungs- und Verteilnetzen, verschiedene Speichertechnologien (z.B. Pumpspeicherkraftwerke oder Batterien) sowie die Steuerung der Nachfrageseite (Müller & Brunner, 2014, S. 8). Mit dem EE-Ausbau steigt der Bedarf an diesen Flexibilitätsoptionen. Diese sind aus technischer Sicht heute bereits größtenteils verfügbar.

Der Bedarf an Flexibilitätsoptionen wird auch durch die Bundesregierung im Weißbuch zum Strommarkt der Zukunft kommuniziert. Hier werden Änderungen im Marktdesign angestrebt, um den Zugang von kleinen Akteuren und Anbietern von Flexibilität zu erleichtern. Ziel ist dabei außerdem, die Signale, die die einzelnen Marktsegmente hinsichtlich des Flexibilitätsbedarfs aussenden, unverzerrt an die Marktteilnehmer weiterzugeben (BMW, 2015). Investitionen, z.B. in flexible Gaskraftwerke oder Speicher, bleiben derzeit jedoch aus. In der Literatur wird diesbezüglich auf die geringen Anreize für eine Teilnahme flexibler Anlagen am Stromhandel und auf notwendige Anpassungsmöglichkeiten hingewiesen (Agora, 2014).

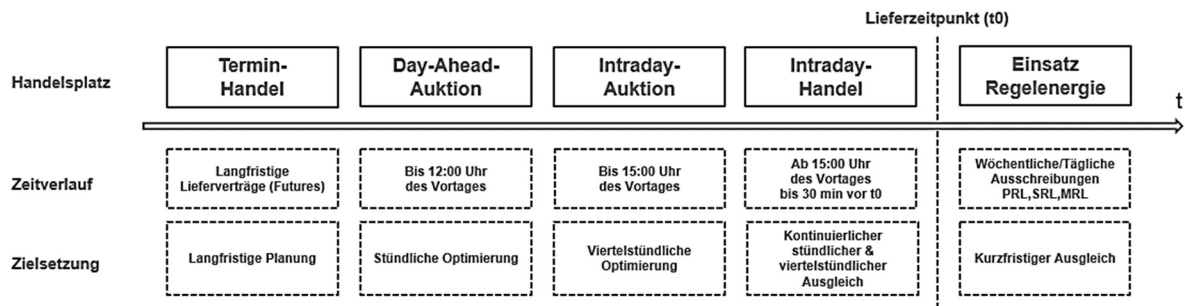
Vor dem Hintergrund oben genannter Entwicklungen wird in dieser Arbeit untersucht, ob die Märkte schon heute den (theoretisch) gestiegenen Flexibilitätsbedarf anzeigen. In diesem Zusammenhang werden Gründe für die ausbleibende Teilnahme von Flexibilitätsanbietern am Stromhandel erörtert. Dazu sollen zunächst technische und regulatorische Hemmnisse in den Rahmenbedingungen der einzelnen Teilmärkte identifiziert werden. Des Weiteren soll die Preis- und Volumenentwicklung in den einzelnen Marktsegmenten aufgezeigt werden. So kann der aktuelle Stand der Anreizwirkung der einzelnen Strommärkte für Flexibilitätsoptionen zusammengefasst und auf Gründe für die fehlenden Signale eingegangen werden. Zusätzlich werden bereits vorgenommene Anpassungsmaßnahmen im Marktdesign hinsichtlich ihrer Wirkung qualitativ diskutiert. Aus den Ergebnissen kann abgeleitet werden, welche regulatorischen Anpassungen ggf. vorgenommen werden müssen, um den Markteintritt für Flexibilitätsoptionen zu erleichtern.

## **2 Hemmnisse für eine Teilnahme in den Strommärkten**

### **2.1 Charakteristik der Strommärkte**

Die Stromversorgung ist geprägt durch die notwendige Übereinstimmung der Erzeugung und des Verbrauchs zu jedem Zeitpunkt. Mit der Liberalisierung der Elektrizitätsmärkte wurden verschiedene Teilmärkte für den Handel mit Strom geschaffen, um den unterschiedlichen Ansprüchen der Versorgungssicherheit gerecht zu werden. Diese Teilmärkte sollen einerseits Planungssicherheit gewähren und andererseits kurzfristiges Reagieren ermöglichen. Märkte mit langen Vorlaufzeiten (Terminmarkt) dienen zur Risikoabsicherung. Strommärkte, die einen kurzfristigen Handel vor dem Erbringungszeitpunkt ermöglichen (Intraday-Markt, Day-Ahead-Markt), sind aufgrund der erhöhten Prognosegenauigkeit demgegenüber besser für

dargebotsabhängige Stromerzeuger und zum Ausgleich abweichender Stromnachfrage geeignet (v. Roon, et al., 2014, S. 33).



**Abbildung 1: Zeitverlauf Strommärkte**

Quelle: Eigene Darstellung

In Abbildung 1 ist die zeitliche Abgrenzung der Stromteilmärkte dargestellt. Neben dem allgemeinem Ziel mehr Marktakteure in den Stromhandel einzubeziehen und so die Liquidität der Märkte zu erhöhen, standen bei der bisherigen Weiterentwicklungen der Marktsegmente die Reaktion auf den Ausbau der EE und den damit einhergehenden Flexibilitätsbedarf im Fokus der Maßnahmen.

Im **Terminmarkt** werden langfristige Stromlieferverträge abgeschlossen, die in erster Linie zur Planungssicherheit und zur Absicherung gegen Preisrisiken für Stromerzeuger und –versorger dienen. An der Strombörse EEX werden dazu standardisierte Produkte als Day- und Weekend-Futures, Week-, Month-, Quarter- und Year-Futures mit Vorlaufzeiten von bis zu sechs Jahren angeboten. Der dazu herangezogene Handelsindex Phelix wird auf Grundlage des Durchschnitts der gehandelten Stundenkontrakte eines Tages berechnet. Als Reaktion auf die in Verbindung mit der schwankenden Einspeisung der EE auftretenden Preisspitzen und den signalisierten Flexibilitätsbedarf in den Spot- und Intraday-Märkten wurde im September 2015 die Möglichkeit des Handels mit Intraday-Cap-Future-Kontrakten eingeführt. Flexibilitätsanbieter und –nachfrager können sich mit diesem Produkt gegen das Risiko von Preisspitzen am Intraday-Markt absichern. Dazu wird als Berechnungsgrundlage für den Index (ID<sub>3</sub>-Preis) die Preisentwicklung der jeweils letzten Stunden am Intraday-Markt einbezogen. Steigt dort der Preis über die fixe Grenze (Cap) von 60 EUR/MWh, wird dem Käufer des Futures vom Verkäufer die Differenz zwischen dem Marktpreis und dem ID<sub>3</sub>-Preis-Index ausgezahlt (EEX, 2015a).

Am **Day-Ahead-Markt (DA)** folgt unter Einbezug von Verbrauchs- und Erzeugungsprognosen um 12:00 Uhr des Vortages der Lieferung der ersten Einsatzplanung der Erzeugungslleistung. Für jede Stunde wird die angebotene Erzeugungslleistung entsprechend der kurzfristigen Grenzkosten in einer Merit-Order sortiert und es ergibt sich zusammen mit der Nachfrage ein Market-Clearing-Preis. Dabei besteht die Möglichkeit für Stunden- und Blockangebote. Das Angebot der dargebotsabhängigen EE-Leistung erfolgt auf Basis von Wetterprognosen. Um die Allokation der Ressourcen zu optimieren und ein Signal für Flexibilitätsknappheit zuzulassen wurden seit September 2008 negative Gebote an den Spotmärkten zugelassen. Im Zuge der Vereinheitlichung des europäischen Strombinnenmarktes wurde hier die Untergrenze im Februar 2014 auf -500,0 EUR/MWh festgelegt. Gründe für das Auftreten negativer Preise sind dabei vor allem die sogenannten

Must-Run-Kapazitäten der konventionellen Stromerzeugungsanlagen und inflexible Nachfragen, aber auch regionale Überkapazitäten, die durch den EE-Ausbau und durch die europäische Marktkopplung entstanden sind. Situationen, in denen es zu negativen Preisen kommt, sind demnach durch eine relativ niedrige Stromnachfrage bei gleichzeitig hoher Einspeisung der EE und einer unflexiblen Fahrweise konventioneller Kraftwerke gekennzeichnet.

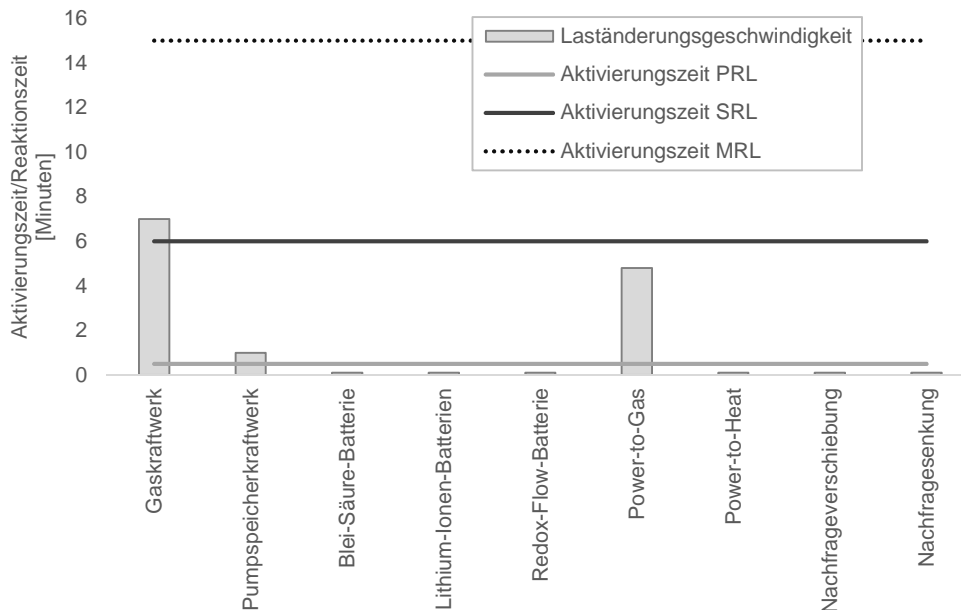
Im **Intraday-Handel** (ID) können 30 Minuten vor Erfüllung der Lieferverpflichtungen Gebote abgegeben werden. Hier werden neue Informationen bezüglich den Wetterprognosen, Kraftwerksausfällen und Nachfrageabweichungen einbezogen. Dabei ist es den Marktteilnehmern möglich ab 15 Uhr des Vortages Stundenprodukte und seit Ende 2011 ab 16 Uhr Viertelstundenprodukte kontinuierlich zu handeln. Die Einführung von Viertelstundenprodukten verfolgte dabei das Ziel, Schwankungen in der Erzeugung und dem Verbrauch innerhalb der vollen Stunde ausgleichen zu können. Außerdem wird so auch Anbietern von flexiblen Lasten mit geringen Bereitstellungsdauern eine Teilnahme am Intraday-Handel ermöglicht. Anders als im Day-Ahead-Handel erfolgt dabei die Preisermittlung per „Pay-as-Bid“. Dem Ziel ein kurzfristiges Reagieren auf Prognoseabweichungen zu ermöglichen wurde im Juni 2015 mit einer Verkürzung der Vorlaufzeit von 45 auf 30 Minuten vor dem Lieferzeitpunkt Rechnung getragen. Um die Liquidität und die Planbarkeit zu erhöhen wurde bereits im Dezember 2014 zusätzlich eine Intraday-Viertelstunden-Auktion für 15 Uhr des Vortages eingeführt.

Zum Ausgleich für bis zum Lieferzeitpunkt unerkannte Prognosefehler hinsichtlich der EE-Einspeisung und der Last existieren darüber hinaus **Regelleistungsmärkte** (Primär-, Sekundärregelleistung und Minutenreserveleistung). Zudem können ungeplante Kraftwerksausfälle und Fahrplansprünge den Einsatz von Regelleistung verursachen. Dieser kommt als Bestandteil der Systemdienstleitung bei der Leistungs-Frequenz-Regelung eine hohe Bedeutung für die Versorgungssicherheit zu. Aus diesem Grund ist dieser Bereich der Energieversorgung reguliert. Der Einsatz der Regelleistung erfolgt dabei durch die Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB) in Form von zuschaltbaren und reduzierbaren Leistung (positive und negative Regelleistung). Der Bedarf der vier deutschen ÜNB an Minutenreserveleistung (MRL) wird seit dem 01.12.2006 in einer gemeinsamen Ausschreibung beschafft. Seit 01.12.2007 erfolgt dies auch für die Primärregelleistung (PRL) und Sekundärregelleistung (SRL). Der Bedarf an PRL wird im Verbund der zentraleuropäischen Übertragungsnetzbetreiber ENTSO-E gemeinsam festgestellt und jährlich neu berechnet. Die Ausschreibungswerte für Deutschland im ersten Quartal 2016 liegen derzeit bei 583 MW (positiv und negativ). SRL und MRL werden hingegen durch die vier deutschen ÜNB ausgeschrieben (SRL + 2.054 MW, - 1.979 MW; MRL + 2.101 MW, - 2.353 MW). Die Ausschreibung für PRL und SRL erfolgt wöchentlich, während die der MRL täglich stattfindet. Dabei sind die technischen Ansprüche für die Erbringung von PRL am höchsten, gefolgt von SRL und MRL. Für alle Regelleistungsarten erfolgt für teilnehmende Anbieter der Zuschlag über einen Leistungspreis (EUR/MW). Für SRL und MRL entscheidet danach bei Abruf der zusätzlich angegebene Arbeitspreis (EUR/MWh) über die Einsatzreihenfolge. Auf weitere relevante Unterschiede zwischen den Regelleistungsarten wird in Kapitel 2.2 eingegangen. Auch für die Regelleistungsmärkte wurden die Regelzonen ausgeweitet, um in verschiedenen Modulen gegenläufige Regelleistungs-Aktivierungen (Modul 1), eine gemeinsame Regelleistungs-Dimensionierung (Modul 2), eine gemeinsame SRL-Beschaffung (Modul 3)

sowie eine kostenoptimale Regelleistungs-Aktivierung anzustreben. Der sogenannte Netzregelverbund wurde im Dezember 2008 mit dem Start des Moduls 1 eingeführt. Ende Mai 2010 trat zu den bereits zusammengeschlossenen ÜNB 50Hertz, TransnetBW und TenneT die Regelzone von Amprion dem Netzregelverbund bei. Weitere ausländische Teilnehmer folgten im Jahr 2011 und 2012. Vorteile sind dabei unter anderem, dass mit einer Vergrößerung der Regelzone die sich auftretenden unerkannten Prognosefehler ausgleichen können und die vorzuhaltende Kapazität verringert werden kann (regelleistung, 2016). Zusätzlich zu dieser räumlichen Flexibilisierung wurden im Jahr 2011 durch die Bundesnetzagentur Änderungen in den regulatorischen Rahmenbedingungen hinsichtlich der Reduktion der Mindestangebotsgrößen, der Verkürzung von Ausschreibungszeiträumen (PLR und SRL von monatlich auf wöchentlich) sowie der Möglichkeit zur Anlagenpoolung durchgeführt. Damit wurde der Markteintritt für neue Anbieter und flexible Technologien (zu- und abschaltbare Verbraucher, Stromspeicher) ermöglicht (BNetzA, 2015, S. 125).

## **2.2 Technische und regulatorische Markteintrittsbarrieren in den unterschiedlichen Strommärkten**

Die Möglichkeit der lang- und kurzfristigen Planbarkeit in den Termin-, Day-Ahead- und Intraday-Märkten erfordern keine weiteren technischen Vorgaben für die Teilnehmer an diesen Teilmärkten. Lediglich die Anforderungen an die Mindestangebotsgröße in Höhe von 0,1 MW im Spot- und Intraday-Markt und 1 MW im Terminmarkt können hier Eintrittsbarrieren darstellen. Flexibilität in der Leistungsbereitstellung ist derzeit vor allem in den Regelleistungsmärkten zu finden, da hier kurze Reaktionszeiten gefordert werden. Aufgrund der bereits angesprochenen Bedeutung dieser Märkte für die Versorgungssicherheit wird diese Flexibilität allerdings auch regulatorisch gefordert und die Eignung der Regelleistungsanbieter über Präqualifikationsverfahren sichergestellt. Die für die Erzeuger wichtigste notwendige Eigenschaft ist dabei neben der Mindestangebotsgröße die Aktivierungszeit. Die Regelung für die PRL sieht dazu einen automatischen Abruf der angebotenen Leistung innerhalb von 30 Sekunden vor. Hier nehmen derzeit vor allem thermische und hydraulische Großkraftwerke mit einer Leistung über 100 MW teil. Auch für die SRL erfolgt der Abruf automatisch und innerhalb von 5 Minuten. Ziel ist dabei die Rückführung auf den Frequenz-Sollwert sowie die Ablösung der PLR. Anbieter sind hier meist thermische Kraftwerke im regelfähigen Betrieb, Speicherkraftwerke und Kraftwerkspools. Mit Hilfe der MRL soll die SRL für kurzfristigere Regeleingriffe abgelöst werden. Die Aktivierungszeit beträgt dementsprechend 15 Minuten und hier ohne kontinuierliches Regelsignal. Diese Aufgaben werden vorwiegend von schnellstartenden Gasturbinen im Stillstand, nachfrageseitigen Flexibilitäten, virtuellen Kraftwerke und direktvermarkteten EE-Anlagen übernommen. Um die Erbringung der Regelleistungsarten flexibler zu gestalten und auch kleinen Anbietern eine Teilnahme zu ermöglichen, wurden im Juni 2011 die Mindestangebotsgröße für PRL und SRL von 5 MW auf 1 MW gesenkt. Im Juli 2012 folgte die Absenkung von 15 MW auf 5 MW für die MRL. Neben der Absenkung der Angebotsgrößen in den vergangenen Jahren wurde zur Steigerung der Akteursvielfalt sowie zur Hebung der Flexibilitätspotenziale auch die Möglichkeit der Anlagenpoolung in den drei Regelleistungsmärkten eingeführt. So wird eine Teilnahme für viele kleine flexible Stromerzeuger und –verbraucher ermöglicht und außerdem deren Verfügbarkeit und angebotene Leistung (regelleistung, 2016, S. 3; dena, 2013).



**Abbildung 2: Gegenüberstellung der Aktivierungszeiten der Regelleistungsmärkte und der Reaktionszeiten einzelner Flexibilitätsoptionen**

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (Krzikalla, et al., 2013)

In Abbildung 2 sind die Werte für die geforderten Aktivierungszeiten in den Regelleistungsmärkten den Laständerungsgeschwindigkeiten von Technologien zur Flexibilitätsbereitstellung gegenübergestellt. Dabei zeigt sich, dass fast alle Flexibilitätsoptionen die Voraussetzung für eine Teilnahme an der MRL und SRL erfüllen. Die hier aufgeführten Werte sind der Durchschnitt der in der Literatur angegebenen Werte für die einzelnen Technologien. So ist bspw. nicht jedes Gaskraftwerk technisch in der Lage, die Präqualifikationsbedingungen für die SRL zu erfüllen. Das Gleiche gilt für Pumpspeicherwerke und deren Teilnahme am PRL-Markt (Conrad, et al., 2014, S. 14). Darüber hinaus ist zu erkennen, dass vor allem Batterien und Maßnahmen des Lastmanagements (Nachfrageverschiebung, Nachfragesenkung sowie Nachfrageerhöhung in Form von Power-to-Heat) sehr kurze Reaktionszeiten im Bereich von wenigen Sekunden aufweisen und die Anforderungen aller Regelleistungsmärkte bezüglich der Aktivierungszeit prinzipiell erfüllen können (Krzikalla, et al., 2013, S. 9).

Darüber hinaus sind jedoch auch implizite Marktbarrieren durch das jeweilige Marktdesign gegeben. Hier sind in erster Linie Ausschreibungszeiträume, Vorhaldedauern und Produktlaufzeiten als Hemmnisse durch deren Einfluss auf die Opportunitätskosten der Stromerzeuger und –verbraucher von Bedeutung. Je größer der Zeitraum zwischen Angebotsabgabe und Lieferzeitpunkt ist, desto schwerer ist es vor allem für flexible volatile EE-Stromeinspeiser und flexible Lasten, die tatsächlich verfügbare Leistung zur Lieferung zu bestimmen (Agora, 2015, S. 36). In Tabelle 1 sind für die Day-Ahead- und Intraday-Märkte die minimalen Vorlaufzeiten bis zum Lieferzeitpunkt, die Produktlaufzeiten und die Erbringungsdauern bzw. für die Regelleistungsmärkte die Ausschreibungszeiträume, die Vorhaldedauern und die Bereitstellungsdauern aufgeführt. Die Kurzfristigkeit des Stromhandels am Day-Ahead- und Intraday-Markt spiegelt sich in den vergleichsweise kurzen Vorlaufzeiten bis zum Lieferzeitpunkt wieder. Hinsichtlich der Regelleistungsmärkte führt hier der tägliche Ausschreibungszeitraum der MRL zum kürzesten Planungshorizont.

**Tabelle 1: Marktbarrieren aufgrund des Marktdesigns**

[Stunden]	DA	ID	PRL	SRL	MRL
Min. Vorlaufzeit/ Ausschreibungszeitraum	12	0,50	168	168	24
Produktlaufzeit/ Vorhaldedauer	1	0,25	168	12	4
Erbringungsdauer/ Bereitstellungsdauer	1	0,25	0,25	0,25	0,25

Quelle: Eigene Berechnung basierend auf [regelleistung.net](http://regelleistung.net)

Der Viertelstunden-Handel im Intraday-Markt ermöglicht es Marktteilnehmern Angebote von lediglich 15 Minuten Erbringungsdauer anzubieten. Die Vorhaldedauern bzw. Produktlaufzeiten, das heißt der Zeitraum der Leistungsvorhaltung in den Regelleistungsmärkten ist bei der PRL am höchsten, da hier die angebotene Leistung eine Woche vorgehalten werden muss. Demgegenüber gibt es im SRL zwölfstündige Hoch- und Niedertarif-Produktlaufzeiten. Im MRL können Zeitscheiben von vier Stunden angeboten werden. Während die Bereitstellungsdauer im Day-Ahead- und Intraday-Markt durch die stündlichen bzw. viertelstündlichen Produkte der Produktlaufzeit entspricht, ist in allen Regelleistungsmärkten in den Präqualifikationsbedingungen mindestens eine Erbringungsdauer von 15 Minuten bei Abruf der angebotenen Leistung zu erfüllen.

Tabelle 2 fasst die durch das Marktdesign bzw. durch die regulatorischen Rahmenbedingungen bestehenden Hemmnisse für ausgewählte Flexibilitätsoptionen zusammen und ordnet mögliche Anpassungsmaßnahmen ein. Mit zunehmender Volatilität in der Stromerzeugung sind stündliche Produkte, wie am Day-Ahead-Markt unzureichend, um auf innerstündliche Laständerungen reagieren zu können. Eine Verkürzung der Produktgrößen auf 15 Minuten könnte die Flexibilität im Spotmarkthandel erhöhen. Außerdem kann so die Bereitstellungsdauer gekürzt werden. So würde der Marktzugang für Flexibilitätsoptionen mit geringen Kapazitäten, aber für Technologien mit unsicherer Leistungsverfügbarkeit (vor allem Optionen der Nachfragesteuerung) erleichtert (Connect, 2014, S. 81). Der Zeitraum zwischen dem Abschluss der Handelsgeschäfte und der tatsächlichen Lieferung kann ebenfalls ein Hemmnis für Flexibilitätsoptionen darstellen. Bei einer Verkürzung dieser Zeit könnten aktuellere Informationen bezüglich EE-Einspeisung und Nachfragesituation genutzt werden, um die Prognosegenauigkeit zu erhöhen und den Ausgleich zwischen Stromangebot und –nachfrage effizienter zu gestalten. Signale für einen kurzfristigen Flexibilitätsbedarf würden so gestärkt. Zusätzlich müssten weniger unerkannte Prognosefehler in den Regelleistungsmärkten ausgeglichen werden (Connect, 2014, S. 83). Die Aktivierungszeiten in den Präqualifikationsbedingungen der PRL und SRL können für Gaskraftwerke und Pumpspeicherkraftwerke, aber auch für Power-to-Gas-Anlagen eine technische Eintrittsbarriere darstellen. Da die Bereitstellung von Regelleistung eine Aufgabe der Systemsicherheit darstellt und entsprechende Reaktionszeiten notwendig sind, sind Anpassungsmaßnahmen in diesem Bereich nur bedingt durchführbar. Etwaige Maßnahmen sollten dabei das Ziel verfolgen, den Marktzugang für flexible Technologien zu erleichtern

(Connect, 2014, S. 91). Die Anforderungen hinsichtlich der Ausschreibungszeiträume, Vorlaufzeiten und Produktlaufzeiten können unter Umständen bei der Erbringungsdauer Barrieren darstellen, wenn die anlagenspezifische Kapazität und die entsprechende Bereitstellungsdauer zu gering sind. Die Unsicherheit bezüglich der tatsächlich verfügbaren Leistung zum Lieferzeitpunkt beim Nachfragemanagement stellen, implizite Markteintrittsbarrieren dar, da sowohl die Höhe, als auch der Zeitpunkt Stromnachverschiebung bzw. –senkung von industriellen Prozessen bzw. Nutzungsgewohnheiten abhängig ist. Eine Verkürzung der Zeiträume im Ausschreibungs- und Produktdesign würde diesbezüglich die Flexibilitätspotenziale heben und zusätzlichen Akteuren den Markteintritt erleichtern. Der Problematik der Must-Run-Kapazitäten könnte so ebenfalls begegnet werden (Connect, 2014, S. 90; Klobasa, et al., 2013, S. 17).

**Tabelle 2: Hemmnisse für Flexibilitätsoptionen hinsichtlich des Marktdesign und der regulatorischen Rahmenbedingungen der Strommärkte**

Hemmnis	Wirkung	Betroffene Flexibilitätsoptionen	Mögliche Hemmnisreduktion	Wirkung
<b>Stundenprodukte Day-Ahead Markt</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Teilnahme setzt durchgehende stündliche Lieferung voraus</li> <li>• ineffiziente Abstimmung Erzeugung und Nachfrage</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Alle FO mit kleinen Kapazitäten</li> <li>• FO mit unsicherer Leistungsbereitstellung (DSM)</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verkürzung/ Vereinheitlichung der Produktlaufzeit</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Erleichterung Marktzutritt FO</li> <li>• Verbesserte Abbildung Leistungsgradienten</li> <li>• Hebung Flexibilitätspotenzial</li> </ul>
<b>Zeit zwischen Handelsschluss und Lieferung am Day-Ahead- und Intraday-Markt</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• unzureichendes Signal für Flexibilitätsbedarf am Spotmarkt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• alle FO</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verlegung der Handelschlusszeiten näher zum Lieferzeitpunkt</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Hebung Flexibilitätspotenzial</li> <li>• Verbesserung Prognosegüte</li> </ul>
<b>Aktivierungszeiten PRL und SRL</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Ausschluss einzelner FO durch Präqualifikationsbedingungen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• u.U. Gaskraftwerk, Pumpspeicherkraftwerk, Power-to-Gas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Diskriminierungsfreiheit erhöhen</li> <li>• Heutiges System sicherheitsniveau beibehalten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Erleichterung Marktzutritt FO</li> </ul>
<b>Ausschreibungshäufigkeit PRL und SRL</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• erhöhte Opportunitätskosten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• alle FO, insb. Lastverschiebung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• häufigere Ausschreibungen</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Erleichterung Marktzutritt FO</li> <li>• Hebung Flexibilitätspotenzial</li> </ul>
<b>Vorhaltdauern und Vorlaufzeiten PRL, SRL, MRL</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• erhöhte Opportunitätskosten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• alle FO, insb. Lastverschiebung</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Verkürzung Vorhaltdauern und Produktlaufzeiten</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Erleichterung Marktzutritt FO</li> <li>• Hebung Flexibilitätspotenzial</li> <li>• Verringerung Must-Run-Kapazitäten</li> </ul>

Quelle: Eigene Darstellung

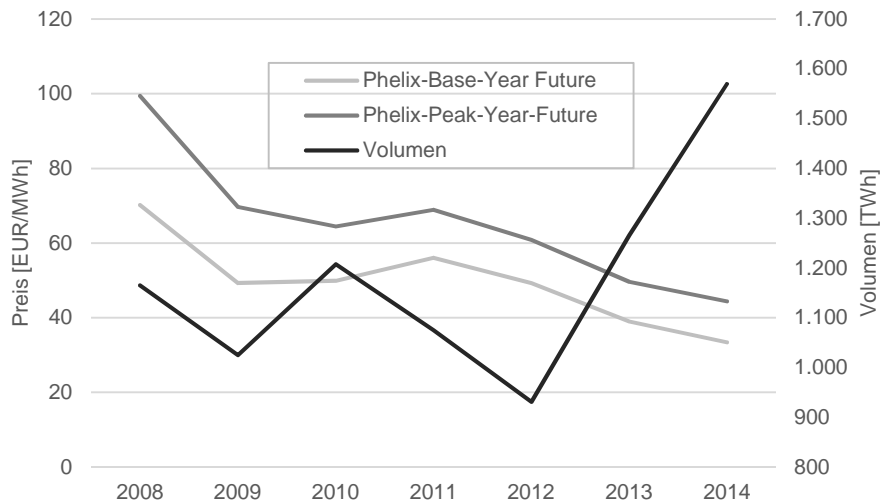


### **3 Entwicklung der Strommärkte und der theoretischen Erlösmöglichkeiten für Flexibilitätsoptionen**

In dem vorliegenden Kapitel werden die Märkte auf Signale für einen Flexibilitätsbedarf untersucht. Dazu werden die Preis- und Volumenentwicklungen für den Zeitraum vom Jahr 2008 bis 2014 für die Strommarktsegmente betrachtet. Für unterschiedliche Technologien gibt es dabei verschiedene Vermarktungsstrategien, welche anhand der Preis- und Volumenzeitreihen in ihrer Wirtschaftlichkeit qualitativ bewertet werden sollen. Allgemein sind für flexible Erzeuger wie Gaskraftwerke Preisspitzen (über dem Niveau der eigenen kurzfristigen Grenzkosten) für die Refinanzierung der Investitionen und Erzeugungskosten relevant. Diese Spitzen ergeben sich vor allem im Day-Ahead- und Intraday-Markt durch (kurzfristige) Erzeugungsknappeheit, beispielsweise bei hohem Strombedarf und geringer EE-Einspeisung. Stromüberangebote und daraus folgende negative Preise sind wiederum für Technologien des flexiblen Lastmanagements von Bedeutung. Für Speichertechnologien, welche die Erzeugung zeitlich vom Verbrauch entkoppeln können, ist unter anderem die Ausnutzung von Preis-Spreads und somit die Volatilität der wichtiges Geschäftsmodell, da so Strom in Zeiten günstiger Preise zur Einspeicherung genutzt und in Phasen hoher Preise angeboten werden kann. Die Bereitstellung flexibler Erzeugung bzw. Last ist außerdem in den Regelleistungsmärkten für die unterschiedlichen Flexibilitätsoptionen eine potentielle Vermarktungsoption. Allgemein ist zu beachten, dass die Entwicklung der Stromgroßhandelsmärkte einen sehr komplexen Zusammenhang zwischen den Preisentwicklungen an den Märkten, der Zusammensetzung des Kraftwerkspark und vor allem weiteren sozio-ökonomischen Entwicklungen (bspw. die Stromnachfrage) bildet. Erörterungen wie die folgenden können in diesem Rahmen daher nur qualitativ und nur bedingt fundamental erklärt werden, solange nicht weitere Faktoren (Brennstoffpreise, CO<sub>2</sub>, Konjunktur etc.) einbezogen werden. Dennoch sind Trends zu erkennen, die auch auf den Flexibilitätsbedarf zurückzuführen sind bzw. die diesen anzeigen. Für die Preis- und Volumendaten wurde dabei auf online verfügbare Daten der Strombörsen EEX und EPEX Spot sowie für Daten der Regelleistung auf die Seiten der ÜNB [regelleistung.net](http://regelleistung.net) zurückgegriffen.

#### **3.1 Preis- und Volumenentwicklungen in den unterschiedlichen Strommärkten**

Die Preise auf dem Terminmarkt spiegeln die Erwartungen der Marktteilnehmer hinsichtlich künftiger Entwicklungen wieder. Dabei sind die Preise am Spotmarkt die zentrale Grundlage für die abgeschlossen langfristigen Lieferverträge. In Abbildung 3 sind die Peak- und Base-Preise für Future-Kontrakte des jeweiligen Folgejahres dargestellt. Beide verzeichnen im betrachteten Zeitraum sinkende Preise und darüber hinaus auch eine verringerte Spreizung zwischen Base- und Peak-Preisen. Zum einen sind dafür der EE-Ausbau sowie ein vergleichsweise langsamerer Abbau konventioneller Kapazitäten und so entstandene Überkapazitäten verantwortlich. Zum anderen aber auch die gefallen CO<sub>2</sub>- und Brennstoffpreise, mit denen die Terminmarktpreise (teilweise) korrelieren (Guss, et al., 2014, S. 93). Der Preisanstieg im Jahr 2011 ist hingegen auf eine erhöhte Unsicherheit der Stromerzeuger und –verbraucher nach dem Atom-Moratorium in Folge des Fukushima-Unglücks zurückzuführen. Die in den folgenden Jahren sinkenden Preise verdeutlichen, dass die Handelsteilnehmer in diesem Zeitraum keine Knappheit erwarteten (EEX, 2013, S. 12).

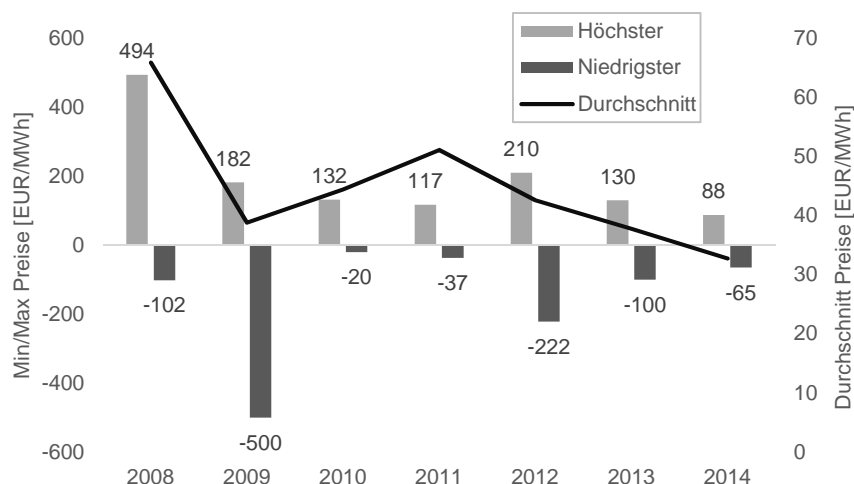


**Abbildung 3: Entwicklung der Future-Preise auf dem Terminmarkt in den Jahren 2008 bis 2014**  
 Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (EEX, 2016)

In Abbildung 3 ist außerdem die Volumenentwicklung für den Terminhandel dargestellt.<sup>1</sup> Die zunächst gesunkenen Strommengen stiegen im Jahr 2010 an, als sich der starke Ausbau der Photovoltaik an den Strommärkten bemerkbar machte und sich mittels Terminkontrakten gegen künftige Preis- und Mengenrisiken abgesichert wurde (Hermann, et al., 2012, S. 23). Mit abnehmender Volatilität der Spotmarktpreise (siehe Ausführung weiter unten) sank in den folgenden Jahren das Bedürfnis für eine (langfristige) Absicherung gegen Preisspitzen am Day-Ahead-Markt. Seitdem ist auf dem Terminmarkt eine Konzentration auf kurzfristige Fälligkeiten zu beobachten. Demnach geht der Handel mit Jahreskontrakten (mit Fälligkeiten größer als ein Jahr) zurück, andere Kontrakt-Arten steigen hingegen und ließen in Summe das Volumen in den Jahren 2011 und 2012 sinken. Im Jahr 2012 wuchsen beispielsweise die in Quartals-Futures gehandelten Strommengen um 10 %, Monats-Futures um 36 % und Wochen-Futures um 9 % gegenüber dem Vorjahr. Diesem Trend folgend wurden als Flexibilisierungsmaßnahme im Jahr 2012 Tages- und Wochenend-Futures an der EEX eingeführt (EEX, 2013, S. 22). Der Anstieg des gehandelten Volumens aller Future-Kontrakte in den Jahren 2013 und 2014 lässt vermuten, dass die Marktteilnehmer zukünftig mit steigenden Preisen (vor allem durch den Abbau von Überkapazitäten) rechnen und sich dagegen absichern wollen (Connect, 2015, S. 31).

Entsprechend dem Terminmarkt zeigt die Untersuchung der stündlichen Preise auf dem Day-Ahead Markt ebenfalls ein sinkendes Preisniveau. Im Mittel haben sich diese von 66 EUR/MWh im Jahr 2008 auf 33 EUR/MWh im Jahr 2014 halbiert. Abbildung 4 gibt zusätzlich Auskunft über die höchsten bzw. niedrigsten Preise. Demnach traten die höchsten stündlichen Preise im Jahr 2008 mit 494 EUR/MWh auf. Zum niedrigsten Preis kam es 2009 mit -500 EUR/MWh. In über 7.000 Stunden der einzelnen Jahre bewegen sich die Preise dabei zwischen 0 und 100 EUR/MWh.

<sup>1</sup> Den überwiegenden Anteil am Volumen haben Base-Kontrakte für 24 Stunden, was die Bedeutung der langfristigen Liefervereinbarungen im Terminmarkt unterstreicht (Guss, et al., 2014, p. 90).

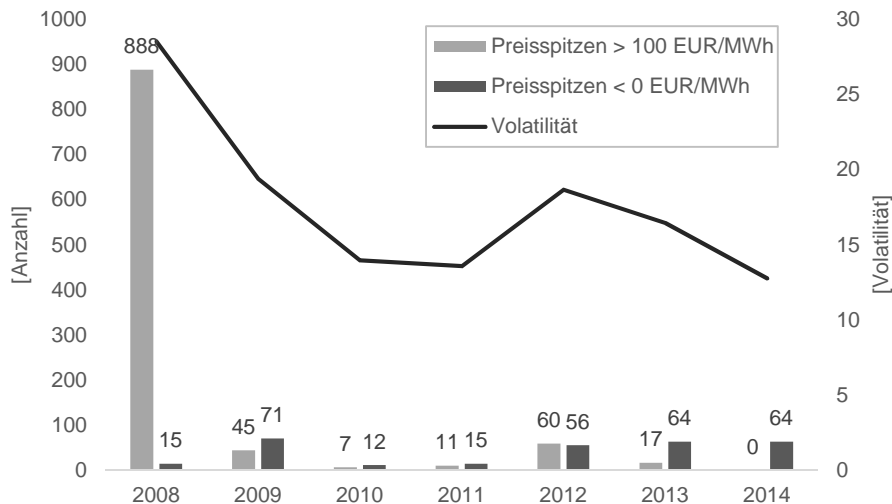


**Abbildung 4: Minimum, Maximum und Durchschnitt der stündlichen Preise am Day-Ahead-Markt für die Jahre 2008 bis 2014**

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (EPEXSpot, 2016)

Dies zeigt sich auch anhand der in Abbildung 5 dargestellten Anzahl der Preisspitzen. Zu einem bedeutenden Anteil von Preisen oberhalb von 100 EUR/MWh kam es nur im Jahr 2008. 2014 konnte dies in keiner Stunde beobachtet werden. Seit dem Jahr 2009 kam es darüber hinaus zu keinem Preis mehr oberhalb von 250 EUR/MWh. Die Anzahl der negativen Stunden ist seit der Einführung der Möglichkeit zur Abgabe von negativen Angeboten im Jahr 2008 kontinuierlich gestiegen. Mit 64 Stunden in den Jahren 2013 und 2014 machte diese Anzahl dennoch nur einen Anteil von weniger als 1 % des Jahres aus. Die tatsächliche Höhe der negativen Preise ist demgegenüber jedoch sinkend. Im Jahr 2014 betrug der niedrigste Preis beispielsweise -65 EUR/MWh (2012: -222 EUR/MWh, 2013: -100 EUR/MWh).

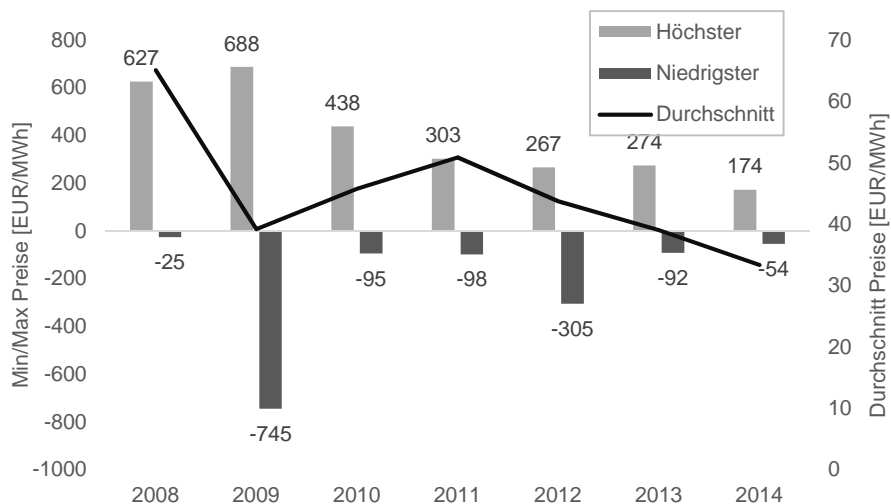
Die in Abbildung 5 ebenfalls dargestellte Volatilität zeigt auch einen negativen Trend. Wichen im Jahr 2008 die Preise im Durchschnitt noch um 29 % vom Mittelwert ab, betrug diese Schwankung 2014 nur noch 13 %. Die höheren Preisspitzen in den Jahren 2012 und 2013 schlagen sich jedoch auch in der kurzfristig gestiegenen Volatilität nieder. Demgegenüber ist das am Day-Ahead-Markt gehandelte Volumen von 146 TWh im Jahr 2008 auf 263 TWh im Jahr 2014 gestiegen.



**Abbildung 5: positive und negative Preisspitzen sowie die Entwicklung der Volatilität am Day-Ahead-Markt für die Jahre 2008 bis 2014**

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (EPEXSpot, 2016)

Ähnliche Entwicklungen zeigt auch der Intraday-Markt. Hier sanken die durchschnittlichen stündlichen Preise im betrachteten Zeitraum von 65 EUR/MWh auf 33 EUR/MWh. Gegenüber dem Day-Ahead-Markt fielen die Preisspitzen jedoch höher aus (siehe Abbildung 6). In den Jahren 2008 bis 2013 konnten demnach Preise über 250 EUR/MWh beobachtet werden (2008: 627 EUR/MWh). Die niedrigsten Preise traten im Jahr 2009 mit einem Minimum von -745 EUR/MWh auf. Auch hier liegen in über 80 % des Jahres die Preise in der Nähe des jährlichen Durchschnitts.

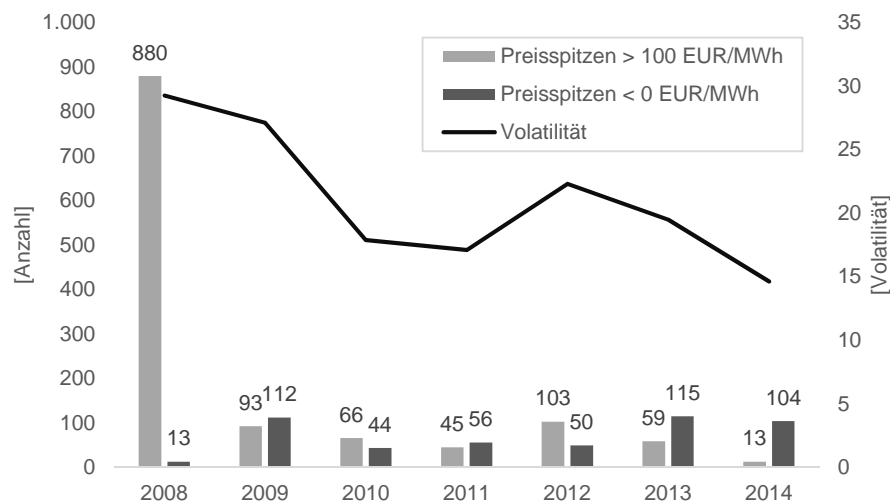


**Abbildung 6: Minimum, Maximum und Durchschnitt der stündlichen Preise am Intraday-Markt für die Jahre 2008 bis 2014**

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (EPEXSpot, 2016)

Betrachtet man wieder die in Abbildung 7 dargestellte Anzahl der Stunden mit Preisen über 100 EUR/MWh bzw. unter 0 EUR/MWh, ist zu erkennen, dass es gegenüber dem Day-Ahead-Markt mehr Stunden mit Preisspitzen gab. Auffällig ist wieder die große Anzahl hoher Preise

im Jahr 2008. Im Jahr 2014 gab es wiederum die wenigsten Stunden mit Preisen größer als 100 EUR/MWh. Die Zahl der Stunden mit negativen Preisen ist im betrachteten Zeitraum gestiegen. Dennoch sind auch hier die diskutierten Preisspitzen unbedeutend gegenüber den restlichen Preise, welche zwischen 0 und 100 EUR/MWh liegen. Die Volatilität im Intraday-Markt folgt einem fast gleichen Trend im Vergleich zum Day-Ahead-Markt. Das Niveau der Schwankungen ist jedoch um 2 bis 3 % höher. Das gehandelte Volumen im Intraday-Markt ist im Vergleich zum Day-Ahead-Markt deutlich stärker gewachsen. Von 2 TWh im Jahr 2008 war ein kontinuierlicher Anstieg bis zum Jahr 2014 mit 19 TWh zu beobachten.



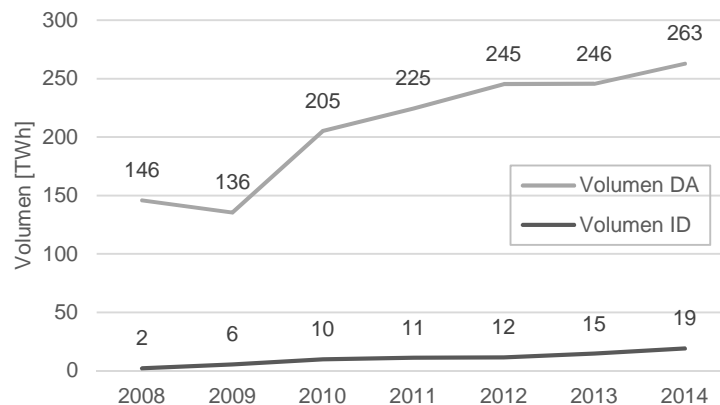
**Abbildung 7: positive und negative Preisspitzen sowie die Entwicklung der Volatilität am Intraday-Markt für die Jahre 2008 bis 2014**

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (EPEXSpot, 2016)

Im betrachteten Zeitraum ist ein ähnliches Preisniveau in den beiden kurzfristigen Strommärkten mit tendenziell höheren Preisausschlägen im Intraday-Markt zu beobachten. Auch der Durchschnitt der positiven Preisspitzen (über 100 EUR/MWh) hat sowohl im Day-Ahead als auch im Intraday-Markt abgenommen. Gründe für die sinkenden Preise sind vor allem auf die bereits angesprochenen Entwicklungen zurückzuführen. Durch die vermehrte Teilnahme von EE-Strom am Spot- und Intraday-Markt werden teurere vormals preissetzende Kraftwerke durch den sogenannten Merit-Order-Effekt aus dem Markt gedrängt. Aufgrund großer Mengen an Braun- und Steinkohlekapazitäten betrifft dies vor allem vergleichsweise teurere jedoch sehr flexible Gaskraftwerke. Zusätzlich zu diesen Überkapazitäten erfolgte zudem mit der europäischen Marktkopplung seit Ende 2009 (Marktkopplung Deutschland und nordischer Markt, 2010 Marktkopplung Region Zentralwesteuropa) eine Flexibilisierung des Stromhandels am Spotmarkt durch die Vergrößerung der Marktzone und dementsprechend eine Erhöhung der Marktteilnehmerzahl auf Erzeuger- und Verbraucherseite sowie eine bessere Nutzung der Interkonnektorkapazität. Aber auch die weiterhin schwache Konjunktur in Europa, also eine vergleichsweise geringe Stromnachfrage sowie im betrachteten Zeitraum gefallene Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preise tragen zu dieser Entwicklung bei (Connect, 2015, S. 37).

Negative Spot- und Intraday-Marktpreise haben ebenfalls in der Höhe abgenommen. Gleichzeitig ist jedoch die Zahl der Stunden mit Preisen unter 0 EUR/MWh gestiegen. Daher kann nicht von einem fehlenden Signal für Inflexibilitäten im Stromsystem gesprochen werden.

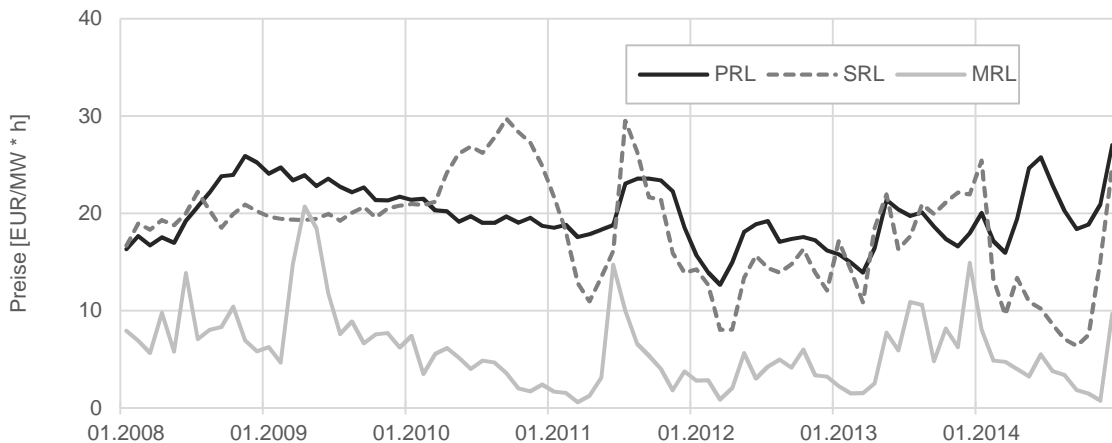
Vielmehr beeinflussen auch hier die Marktkopplungen und damit wiederum Überkapazitäten in der Stromerzeugung die Preisentwicklungen (BNetzA, 2012, S. 46; Klobasa, et al., 2013, S. 9). Nicht zuletzt kann aber auch von flexibleren Fahrweisen konventioneller Kraftwerke ausgegangen werden (Hülsemann, 2015, S. 12). Mit steigendem Anteil der EE an der Stromerzeugung ist darüber hinaus zur Minimierung der Einspeiseproggnosefehler eine möglichst kurze Vorlaufzeit zum Lieferzeitpunkt notwendig. Anhand der in Abbildung 8 dargestellten Volumenentwicklungen in den Day-Ahead- und Intraday-Märkten zeigt sich eine entsprechend steigende Bedeutung des kurzfristigen Stromhandels. Aber auch hier nehmen vor allem veränderte konjunkturelle und regulatorische Rahmenbedingungen Einfluss auf diese Entwicklung. So ist beispielsweise für das Jahr 2009 das zurückgegangene Volumen am Day-Ahead-Markt am ehesten auf die konjunkturell bedingte geringere Stromnachfrage als Folge der Wirtschafts- und Finanzkrise zurückzuführen. Der starke Anstieg der gehandelten Strommengen im den zwei folgenden Jahren sowohl im Day-Ahead- als auch im Intraday-Markt kann demgegenüber wiederum mit den Marktkopplungen sowie mit dem Inkrafttreten der Ausgleichsmechanismusverordnung (AusglMechV) Ende 2009 erklärt werden (BNetzA, 2012, S. 38)



**Abbildung 8: Entwicklung der Volumen Day-Ahead- und Intraday Markt für das Marktgebiet Deutschland/Österreich in den Jahren 2008 bis 2014**

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (EPEXSpot, 2016)

Neben den Entwicklungen am Termin- und Spotmarkt sind auch für die Regelleistungsmärkte verschiedene Anpassungsmaßnahmen in den Preis- und Volumenverläufen zu erkennen. Die in Abbildung 9 dargestellte Preisentwicklung der Leistungspreise der PRL-, SRL- und MRL-Märkte sind sehr volatil im betrachteten Zeitraum. Dabei sind Preisanstiege vor allem zum Jahresende zu beobachten, also in Jahreszeiten, in denen es charakteristisch zu niedrigen Stromnachfragen und hohen Windeinspeisungen kommen kann. Bei der Untersuchung der jahresdurchschnittlichen Leistungspreise wird die abnehmende Tendenz bei der SLR und MRL deutlich. Von 2008 bis 2014 sanken die Preise in der MRL von 8,0 EUR/MW um fast die Hälfte auf 4,2 EUR/MW am stärksten. Die Preise für SRL sind im Vergleich zum Jahr 2008 um 38% gesunken, während sie sich für die PRL mit einem leichten Anstieg von 2 % relativ wenig änderten. Die höchsten durchschnittlichen Preise traten für die PRL und MRL im Jahr 2009 (22,9 EUR/MWh bzw. 10,1 EUR/MWh) sowie für SRL im Jahr 2010 (25,4 EUR/MWh) auf. Die verschiedenen bereits angesprochenen Maßnahmen bezüglich der (regulatorischen) Rahmenbedingungen und ihre Wirkung können teilweise am Preisverlauf abgelesen werden.

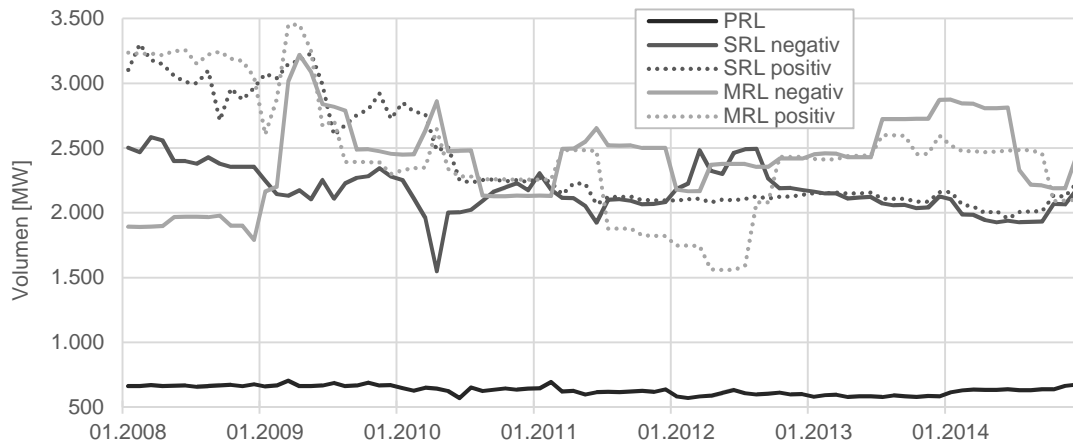


**Abbildung 9: Monatsdurchschnitt der mengengewichteten Leistungspreise für alle Produkte und Teilmärkte**

Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (regelleistung, 2016)

Demnach konnte in Folge der Inbetriebnahme des Netzregelverbundes Ende 2008 ein stetiger Rückgang der PRL-Preise bis Mitte 2011 beobachtet werden. Die Preise für SRL stiegen mit der Einführung des regelzonenübergreifenden SLR-Abrufs, fielen jedoch nach der Erweiterung der Regelzone durch die Aufnahme von Amprion in den Netzregelverbund Mitte 2010. Mit der Einführung neuer Ausschreibungsbedingungen im Jahr 2011 stiegen zunächst die Leistungspreise, sanken anschließend jedoch und waren im Jahr 2012 unter dem Niveau des Jahres 2011 (regelleistung, 2016).

Zieht man zusätzlich zu der Preisentwicklung den in Abbildung 10 dargestellten Verlauf der ausgeschriebenen Regelleistungsmengen mit in die Untersuchung ein, zeigen sich die volumensenkenden Effekte dieser Maßnahmen. Die Bildung und die Erweiterung des Netzregelverbundes verminderten die jahresdurchschnittlich ausgeschriebene Menge vor allem an positiver SRL auf 2.127 MW im Jahr 2011 (2009: 2.929 MW) und an positiver MRL auf 2.128 MW (2009: 2.740 MW). Im betrachteten Zeitraum stieg zudem das ausgeschriebene Volumen der MRL über das der SRL. Bei der PLR hingegen war die ausgeschriebene Leistung im betrachteten Zeitraum vergleichsweise konstant. In Summe ist das Volumen der ausgeschriebenen Regelleistung bei gleichzeitigem Anstieg der installierten Leistung von Wind und PV um +160 % (BMW, 2015, S. 7) im gleichen Zeitraum um -9 % zurückgegangen. Die mit dem EE-Ausbau entstehenden Herausforderungen konnten durch die Einführung des Netzregelverbundes und der verbesserten Prognosegenauigkeit der EE-Einspeisung sowie der steigenden Konzentration auf den Intraday-Handel (über-) kompensiert werden (Hirth & Ziegenhagen, 2013, S. 3; Klobasa, et al., 2013, S. 15).



**Abbildung 10: Entwicklung der monatsdurchschnittlichen ausgeschriebenen Regelleistung**  
 Quelle: Eigene Darstellung basierend auf (regelleistung, 2016)

### 3.2 Diskussion möglicher Einflussfaktoren auf die Erlössituation

Die gezeigte Entwicklung der gehandelten Volumen in den Day-Ahead- und Intraday-Märkten deutet zunächst auf einen steigenden Bedarf für einen kurzfristigen und flexiblen Stromhandel hin. Wie bereits diskutiert wurde, sind die im Rahmen der Energiewende entstandenen Überkapazitäten allerdings dafür verantwortlich, dass im betrachteten Zeitraum das Preisniveau und die Preisvolatilität in den Strommärkten zu niedrig für die jeweiligen Geschäftsmodelle der Flexibilitätsoptionen sind. Tabelle 3 fasst die Ursachen für die derzeit geringen Erlösanreize für Flexibilitätsoptionen zusammen.

**Tabelle 3: Ursachen für derzeit fehlende Erlösmöglichkeiten für Flexibilitätsoptionen**

Ursache	Betroffene Flexibilitätsoptionen
Niedriges Preisniveau	Insb. Gaskraftwerke
Geringe Volatilität der Strompreise	Speichertechnologien und Nachfrageverschiebung
Geringe Anzahl positive Preisspitzen	Speicher, Lastverschiebung, Nachfragesenkung, Gaskraftwerke
Geringe Anzahl negative Preisspitzen	Speicher, Nachfrageverschiebung, Power-to-Gas, Power-to-Heat

Quelle: Eigene Darstellung

Ein Abbau dieser Überkapazitäten könnte theoretisch nicht nur zu einem steigenden Preisniveau, sondern auch zu einer größeren Preisvolatilität führen. Diese Entwicklung ist notwendig für die Refinanzierung von Flexibilitätsoptionen (enervis energy advisors, 2015, S. 40; Reitz, et al., 2014, S. 1222). Wiederum sei angemerkt, dass die tatsächliche Preisentwicklung nicht zuletzt von weiteren Faktoren bspw. der Brennstoff- und CO<sub>2</sub>-Preisentwicklung abhängt. Bei weiterem Ausbau der EE dürften außerdem die Volatilität der Großhandelspreise sowie die Wahrscheinlichkeit positiver und negativer Preisspitzen steigen. Preis-Spreads sind vor allem für den Einsatz von Speichertechnologien und Lastverschiebung von Bedeutung. Um die damit einhergehende Notwendigkeit kurzfristiger Handelsgeschäfte zum Ausgleich von Prognosefehlern und gleichzeitig die Regelleistungsmärkte nicht zu



belasten, ist eine Stärkung des Intraday-Handels eine wichtige Voraussetzung (siehe Abschnitt 2.2). Grundlage ist dabei eine weitere Steigerung der Prognosegüte bei der EE-Stromeinspeisung (Leprich, et al., 2012, S. 26; Jansen, et al., 2015, S. 33). Ein Ausbau der EE bewirkt darüber hinaus ein Sinken der Residuallast als Differenz von Stromnachfrage und EE-Einspeisung. Dies erhöht zusätzlich die Wahrscheinlichkeit negativer Preise und kann dementsprechend vorteilhaft für Flexibilitätsoptionen wie Nachfrageverschiebung oder Power-to-Heat sowie Power-to-Gas sein (Götz, et al., 2014, S. 12). Volatile Day-Ahead- und Intraday-Preise dürften darüber hinaus zu einem Anstieg langfristiger Stromlieferverträge zur Absicherung gegen Preisrisiken am Terminmarkt führen (EEX, 2015b, S. 32). Grundsätzlich sind bei diesen Entwicklungen die Flexibilitätsoptionen im Vorteil, welche ihre Leistung sowohl für verschiedene Anwendungsgebiete, als auch für unterschiedliche Stromteilmärkte bereitstellen können. Dies trifft vor allem auf Speichertechnologien zu. Dabei gilt jedoch zu beachten, inwieweit die verfolgten Geschäftsmodelle durch den Ausbau von flexiblen Technologien und möglicher gegenseitiger Konkurrenzen beeinflusst werden. So könnte beispielsweise der Ausbau von Stromspeichern das Aufkommen von Preis-Spreads verringern (Schill, 2013, S. 24).

#### **4 Fazit**

Die Analysen der einzelnen Stromteilmärkte hinsichtlich der Preis- und Volumenentwicklung haben gezeigt, dass durch Anpassungsmaßnahmen im Marktdesign sowie in den regulatorischen Rahmenbedingungen Einfluss auf die Flexibilität der Marktsegmente genommen werden kann. Nicht zuletzt im Weißbuch der Bundesregierung zum Strommarkt der Zukunft werden jedoch auch künftig weitere Anpassungsmaßnahmen zur Erhöhung der Akteursvielfalt und zur Stärkung der Signale für einen Flexibilitätsbedarf gefordert (BMW, 2015). Wie bereits angesprochen, ist sowohl die historische, als auch die künftige Entwicklungen der Stromgroßhandelsmärkte durch das komplexe Zusammenspiel vieler Einflussfaktoren und damit auch die Wirtschaftlichkeit von Flexibilitätsoptionen sehr unsicher.

Bei den diskutierten Anpassungsmaßnahmen erweist sich die Erweiterung der Markt- bzw. Regelzonen als sehr effektives Mittel zur Erhöhung der Liquidität in allen Strommärkten. Nicht zuletzt aus diesem Grund gilt der internationale Netzausbau als eine der wichtigsten und wirtschaftlichsten Flexibilitätsoptionen zur effizienten Koordinierung der Erzeugung und des Verbrauchs. Die Änderungen des Marktdesigns hinsichtlich der Verkürzung der Ausschreibungszeiträume, Vorlaufzeiten und Produktlängen bieten ebenfalls ein erhebliches Potenzial zur weiteren Bereitstellung von Flexibilität. Die mit dem EE-Ausbau diskutierten Herausforderungen konnten so bisher teilweise kompensiert werden. Das derzeitige Preisniveau an den Strommärkten und die aus den besprochenen Gründen fehlenden Flexibilitätssignale bildet dabei jedoch zurzeit das Hemmnis für eine breite Marktdurchdringung von Flexibilitätsoptionen. In Zukunft entscheiden nicht zuletzt die Kosten der einzelnen Technologien über deren Wirtschaftlichkeit. Auch wenn mit der vorliegenden Arbeit gezeigt werden konnte, dass Änderungen im Marktdesign technologieunabhängig Flexibilitätspotenziale heben können, sind technologische Weiterentwicklungen und Forschungsanstrengungen im Bereich der Flexibilitätsoptionen daher von großer Bedeutung für die zukünftige Entwicklung der Stromversorgung bei einem steigendem Anteil der EE.

## 5 Literatur

Agora, 2014b. *Negative Strompreise - Ursache und Wirkung*, Berlin.

Agora, 2014. *Stromspeicher in der Energiewende - Untersuchung zum Bedarf an neuen Stromspeichern in Deutschland für den Erzeugungsausgleich, Systemdienstleistungen und im Verteilnetz*, Berlin.

Agora, 2015. *Aktionsplan Lastmanagement*, Berlin.

BMWi, 2015. *Ein Strommarkt für die Energiewende (Weißbuch)*, Berlin.

BMWi, 2015. *Zeitreihen zur Entwicklung der Erneuerbaren Energien in Deutschland*, Berlin.

BNetzA, 2012. *Evaluierungsbericht zur Ausgleichsmechanismusverordnung*, Berlin.

BNetzA, 2015. *Monitoringbericht 2015*, Bonn.

Connect, 2014. *Leitstudie Strommarkt - Arbeitspaket Optimierung des Strommarktdesigns*, Berlin.

Connect, 2015. *Leitstudie Strommarkt 2015*, Berlin.

Conrad, J., Pellingner, C. & Hinterstocker, M., 2014. *Gutachten zur Rentabilität von Pumpspeicherkraftwerken*, München.

dena, 2013. *Marktrollen und Prozesse beim Einsatz von flexiblen Stromlasten im Energiesystem*, Berlin.

EEX, 2013. *Geschäftsbericht 2012*, Leipzig.

EEX, 2015a. *German-Intraday-Cap-Future*, Leipzig.

EEX, 2015b. *Geschäftsbericht 2014*, Leipzig.

EEX, 2016. [www.eex.com](http://www.eex.com). [Online] Abrufbar unter: [www.eex.com](http://www.eex.com) [Zugriff am 18.12.2015].

enervis energy advisors, 2015. *Ein Kraftwerkspark im Einklang mit den Klimazielen. Handlungslücken, Maßnahmen und Verteilungseffekte bis 2020. Studie im Auftrag der Agora Energiewende.*, Berlin.

EPEXSpot, 2016. [epexspot](http://www.epexspot.com). [Online] Abrufbar unter: [www.epexspot.com](http://www.epexspot.com) [Zugriff am 18.12.2015].

Götz, P. et al., 2014. *Zukünftige Auswirkungen der Sechs-Stunden-Regelung gemäß § 24 EEG 2014*, Berlin.

Guss, H. et al., 2014. *Systemintegration, Ausbau und Vermarktungschancen Erneuerbarer Energien im Bereich von Stadtwerken - Fallstudie am Beispiel der Stadtwerke Trier, Saarbrücken*.

Hermann, H., Matthes, F., Emele, L. & Jung, F., 2012. *Strompreisentwicklungen im Spannungsfeld von Energiewende, Energiemärkten und Industriepolitik*, Berlin.

Hirth, L. & Ziegenhagen, I., 2013. Wind, Sonne und Regelleistung. *Energiewirtschaftliche Tagesfragen*, 63(10), pp. 2 - 4.

Hülsemann, T., 2015. *Vermarktung von Regelleistung und Demand Side Management in der Industrie, Vortrag beim ECG Kundentag*. Rheinau-Linx.

Jansen, M. et al., 2015. *Strommarkt-Flexibilisierung*, Saarbrücken.

Klobasa, M. et al., 2013. *Nutzenwirkung der Marktprämie*, Karlsruhe.

Krzikalla, N., Achner, S. & Brühl, S., 2013. *Möglichkeiten zum Ausgleich fluktuierender Einspeisung aus erneuerbaren Energien*, Aachen.

Leprich, U. et al., 2012. *Kompassstudie Marktdesign*, Saarbrücken.

Müller, T. & Brunner, C., 2014. *Flexibilitätsoptionen zur Systemintegration erneuerbarer Energien im Kostenvergleich*, Wien.

regelleistung, 2016. *www.regelleistung.net*. [Online] Abrufbar unter: [www.regelleistung.net](http://www.regelleistung.net) [Zugriff am 11 01 2016].

Reitz, F. et al., 2014. Verminderte Kohleverstromung könnte zeitnah einen relevanten Beitrag zum deutschen Klimaschutzziel leisten. *DIW Wochenbericht*, Issue 47, pp. 1219 - 1229.

Schill, W.-P., 2013. Systemintegration erneuerbarer Energien: die Rolle von Speichern in der Energiewende. *Vierteljahreshefte zur Wirtschaftsforschung*, 03, pp. 61 - 88.

v. Roon, S., Hinterstocker, M. & Eberl, B., 2014. *Entwicklung der Erlösmöglichkeiten für Flexibilität auf dem Strommarkt*, München.