

Der kurzfristige physische Stromhandel in Österreich¹

Wilhelm Süßenbacher, Karina Knaus, Alexander Kabinger

Energie-Control Austria, Rudolfsplatz 13a, A-1010 Wien, Tel.: +43124724-0,
Email: office@e-control.at, Web: www.e-control.at

Kurzfassung:

Der kurzfristige physische Stromhandel in Österreich gewinnt auf Grund des steigenden Anteils erneuerbarer Energien zunehmend an Bedeutung. Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wird dieses Marktsegment daher umfassend betrachtet. Im ersten Teil der Untersuchung werden mögliche Vermarktungsoptionen im Kurzfristhandel ermittelt sowie deren zeitliche Abläufe und Abhängigkeiten dargestellt. Der zweite Teil der Arbeit widmet sich den Wettbewerbsverhältnissen in diesem Marktsegment. Dabei werden die Konzentrationsrate und der Herfindahl-Hirschman-Index im Day-Ahead, Intraday und Regelreservemarkt untersucht und miteinander verglichen, um ein umfassendes Bild der Wettbewerbssituation in den einzelnen Teilmärkten zu erhalten. Im dritten und letzten Teil der Arbeit werden mögliche Wechselwirkungen zwischen Fundamentaldaten, wie der Windkraft- oder Photovoltaikeinspeisung, und Handelspreisen bzw. –mengen untersucht. Hierfür wurden gemeinsam mit Frontier Economics² ökonometrische Modelle geschätzt und wesentliche Preis- bzw. Mengentreiber ermittelt. Die Ergebnisse der vorliegenden Arbeit sollen einen Beitrag zum besseren Verständnis des kurzfristigen physischen Stromhandels in Österreich liefern und sinnvolle Maßnahmen zur Weiterentwicklung dieses Marktsegments aufzeigen.

Keywords: Kurzfristiger physischer Stromhandel, Vermarktungsmöglichkeiten, Marktkonzentration, Wechselwirkungen, ökonometrische Analyse

1 Einleitung

Der kurzfristige Handel von Strom am Großhandelsmarkt hat in den vergangenen Jahren zunehmend an Bedeutung gewonnen. Ein wesentlicher Grund hierfür ist der steigende Anteil an volatiler Erzeugung aus erneuerbaren Energien, welcher eine immer flexiblere Vermarktung erforderlich macht bzw. auf Grund der steigenden Liquidität eine immer kurzfristigere Beschaffung ermöglicht. Dies macht sich unter anderem bei der Produktgestaltung an den Börsen bemerkbar. So wurde beispielsweise der börsliche Intraday Handel an der EPEX Spot 2012 auch auf Österreich ausgeweitet, oder ein Handel von Viertelstundenprodukten gestartet. Bedingt durch die ambitionierten europäischen und nationalen Ziele im Bereich der

¹ Der Inhalt dieser Arbeit spiegelt die Meinung der AutorInnen wider und repräsentiert nicht notwendigerweise die offizielle Meinung der Energie-Control Austria.

² Frontier Economics, Kranhaus Süd, Im Zollhafen 24, D-50678 Köln, Tel.: +49221337130,
Email: info-de@frontier-economics.com, www.frontier-economics.com

erneuerbaren Energien ist davon auszugehen, dass sich die Relevanz des kurzfristigen Stromhandels in den kommenden Jahren noch weiter erhöhen wird. Aus diesem Grund setzt sich die vorliegende Untersuchung detailliert mit dieser Thematik auseinander.

Im ersten Abschnitt der Arbeit werden die Forschungsfragen, welche im Zuge der Untersuchung geklärt werden, dargestellt und die dabei angewandten Methoden erläutert. Im zweiten Kapitel werden die wesentlichsten Vermarktungsmöglichkeiten im kurzfristigen Stromhandel in Österreich ermittelt und deren zeitliche Abläufe dargestellt. Ziel ist es, einen Überblick über die alternativen Vermarktungsmöglichkeiten zu geben, deren zeitliche Abhängigkeiten zu ermitteln. Im dritten Teil der Arbeit wird die Wettbewerbssituation in den Kurzfristmärkten näher betrachtet. Hierfür werden unterschiedliche Methoden zur Ermittlung der Marktkonzentration auf ausgewählte Märkte angewendet und die Ergebnisse miteinander verglichen, um ein konsistentes Bild der Wettbewerbssituation zu erhalten. Im letzten Teil der Untersuchung werden mögliche Wechselwirkungen zwischen den Kurzfristmärkten sowie die Einflüsse von Fundamentaldaten, wie Windkraft- oder Photovoltaikeinspeisung, auf Preis- und Mengenentwicklungen in diesen Marktsegmenten quantifiziert. Zweck der Untersuchung ist es, ein umfassendes Verständnis für die Handelsaktivitäten in den kurzfristigen physischen Strommärkten in Österreich zu gewinnen und wesentlichste Treiber für Preise und Handelsmengen zu identifizieren. Zusätzlich sollen mögliche Handelshemmnisse und Ineffizienzen der Märkte ermittelt und mögliche Gegenmaßnahmen abgeleitet werden.

1.1 Forschungsfragen

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit sollen vier Forschungsfragen in Bezug auf den kurzfristigen physischen Stromhandel geklärt werden. Diese Forschungsfragen lauten wie folgt.

Forschungsfrage 1: Welche Vermarktungsmöglichkeiten gibt es im kurzfristigen physischen Stromhandel in Österreich?

Ziel der ersten Forschungsfrage ist es, zu ermitteln, welche kurzfristigen Vermarktungsmöglichkeiten Marktteilnehmern in Österreich zur Verfügung stehen. Dabei sollten neben der Makrostruktur des Stromhandels und der Einbettung der Kurzfristmärkte auch auf die Besonderheiten der einzelnen Vermarktungsmöglichkeiten, wie Gebotsformate oder technische Voraussetzungen und die Folgewirkung dieser für den Handel in einem bestimmten Marktsegment eingegangen werden.

Forschungsfrage 2: Wie stellen sich diese Vermarktungsmöglichkeiten im zeitlichen Verlauf dar?

Forschungsfrage 2 ist eng mit Forschungsfrage 1 verbunden, weshalb diese im Rahmen der Untersuchung gemeinsam betrachtet werden. Ziel der Forschungsfrage 2 ist es, die zeitlichen Abläufe im kurzfristigen physischen Stromhandel zu ermitteln, um mögliche Alternativmärkte identifizieren zu können. Diese Erkenntnisse stellen eine wesentliche Voraussetzung für die Untersuchung der Wechselwirkungen im Rahmen der Forschungsfrage 4 dar.

Forschungsfrage 3: Wie stellt sich die Wettbewerbssituation im kurzfristigen physischen Stromhandel in Österreich dar?

Im Rahmen der Forschungsfrage 3 wird die Wettbewerbssituation im kurzfristigen Stromhandel beleuchtet. Die Anzahl der Anbieter und Nachfrager sowie die Handelsvolumen in einem bestimmten Marktsegment sind wichtige Indikatoren für einen funktionierenden Wettbewerb. Diese werden anhand verschiedener Kenngrößen für die relevanten Kurzfristmärkte untersucht und bewertet. Ziel ist es, eine fundierte Aussage über die „Reife“ des kurzfristigen physischen Stromhandels in Österreich treffen zu können. Der Betrachtungszeitraum wird auf Grund der Datenlage auf die Jahre 2012 und 2013 beschränkt.

Forschungsfrage 4: Wie beeinflussen Fundamentaldaten und Preisentwicklungen in Alternativmärkten die Preis-Mengen-Entwicklungen im kurzfristigen physischen Stromhandel in Österreich?

In Forschungsfrage 4 wird auf Basis einer ökonometrischen Analyse betrachtet, inwiefern Einflussfaktoren wie Windkraft- und Photovoltaikeinspeisung oder die Preisentwicklung in alternativen Märkten den kurzfristigen physischen Stromhandel beeinflussen. Zweck der Untersuchung ist es, die wesentlichen Preis- und Mengentreiber zu ermitteln und deren Wirkungsweise zu quantifizieren.

1.2 Übersicht über die methodische Vorgehensweise

Die Untersuchung der Forschungsfragen erfolgt sowohl durch qualitative als auch durch quantitative Methoden. Im Zuge der Betrachtung der Forschungsfragen 1 und 2 kommen vorwiegend qualitative Methoden zum Einsatz. Dabei werden im Rahmen einer umfassenden Recherche die zur Verfügung stehenden kurzfristigen Vermarktungsmöglichkeiten sowie deren zeitlicher Verlauf und Relevanz für den österreichischen Strommarkt ermittelt und dargestellt. Im Rahmen der Untersuchung von Forschungsfrage 3 wird die Wettbewerbssituation im Kurzfristhandel quantitativ ermittelt. Dabei werden die einzelnen Kurzfristmärkte mittels unterschiedlicher Kennzahlen wie der Marktkonzentrationsrate (CR) oder dem Herfindahl-Hirschmann-Index (HHI) betrachtet und bewertet. In Forschungsfrage 4 werden die Wechselwirkungen zwischen verschiedenen Vermarktungsmöglichkeiten und die Einflüsse verschiedener Fundamentaldaten mittels statistischer Betrachtungen bzw. ökonomischer Analysen quantitativ bewertet. Hierzu werden basierend auf den Erkenntnissen der Forschungsfragen 1 und 2 Thesen zu möglichen Wechselwirkungen und Einflussfaktoren im Kurzfristhandel definiert und diese mittels historischer Zeitreihen auf ihre Haltbarkeit hin überprüft. Nähere Details zu den im Rahmen der Studie angewendeten Methoden sowie getroffenen Annahmen finden sich einleitend in den jeweiligen Kapiteln.

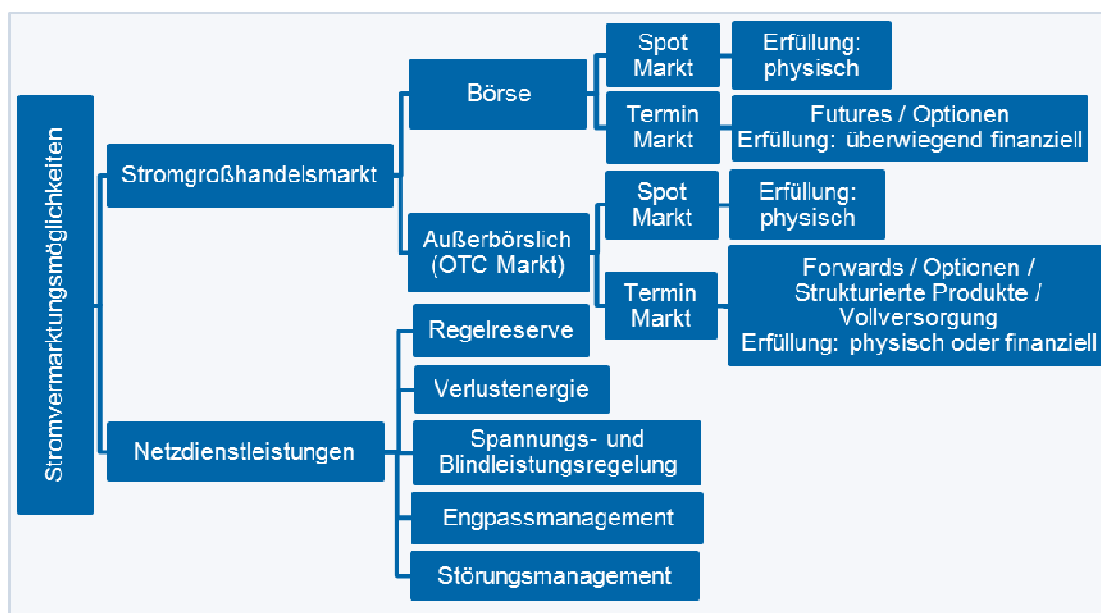
2 Vermarktungsmöglichkeiten im kurzfristigen physischen Stromhandel in Österreich

Die Vermarktung elektrischer Energie kann bis zur physischen Erfüllung auf verschiedenen Plattformen und mittels unterschiedlicher Produkte erfolgen. Der kurzfristige physische Handel stellt dabei die letzte Möglichkeit zur Vermarktung bzw. Beschaffung dar und gewinnt durch die Entwicklung im Bereich der erneuerbaren Energien zunehmend an Bedeutung. Der nun folgende Abschnitt widmet sich daher der Untersuchung dieser Vermarktungsmöglichkeiten sowie deren zeitlichen Verläufen und dient der Klärung der Forschungsfragen 1 und 2. Zu Beginn wird ein Überblick über sämtliche Handelsmöglichkeiten im Strommarkt

sowie die Einbettung der Kurzfristmärkte gegeben. Danach werden die einzelnen Kurzfristmärkte beschrieben und deren Besonderheiten erläutert. Abschließend erfolgen eine Darstellung der zeitlichen Abläufe sowie eine Bewertung der Wechselwirkungen zwischen den einzelnen Kurzfristmärkten.

2.1 Stromvermarktungsmöglichkeiten und Einbettung des Kurzfristhandels

Betrachtet man die Vermarktung im Stromhandel, so stehen den Unternehmen prinzipiell zwei Möglichkeiten zur Verfügung. Sie können ihr Portfolio über den Großhandel vermarkten oder ihre Anlagen dem Übertragungsnetzbetreiber für Netzdienstleistungszwecke zur Verfügung stellen (siehe Abbildung 1). Während der Großhandel sowohl von Erzeugungsunternehmen mit physischen Anlagen als auch von reinen Stromhändlern zur Vermarktung ihrer Handelspositionen genutzt werden kann, ist die Bereitstellung von Netzdienstleistungen derzeit lediglich Marktteilnehmern mit Erzeugungsanlagen vorbehalten, die zudem bestimmte technische Eigenschaften besitzen müssen. Im Regelfall unterscheiden sich diese je nach Dienstleistung die vom Übertragungsnetzbetreiber beschafft wird. Dadurch ist die Anzahl an Wettbewerbern sowie das Handelsvolumen in diesem Marktsegment deutlich geringer ist als am Stromgroßhandelsmarkt. In Österreich beschafft der Übertragungsnetzbetreiber Anlagen zur Bereitstellung von Regelreserve³ und Verlustenergie, zur Spannungs- und Blindleistungsregelung sowie für das Engpass- und Störungsmanagement.



Quellen: (EFET, 2008), (APG, 2013)

Abbildung 1: Überblick über die Stromvermarktungsmöglichkeiten in Österreich

Der Stromgroßhandel dient primär der kostenminimalen Deckung des Verbrauchs sowie der optimalen Vermarktung des Portfolios von Erzeugungs- und Versorgungsunternehmen. Auf Grund der Tatsache, dass neben rein physischen auch finanzielle Handelsgeschäfte zur Risikoabsicherung möglich sind, kann das Handelsvolumen am Stromgroßhandelsmarkt den

³ Der Begriff Regelreserve, der im Folgenden verwendet wird, umfasst sowohl das Vorhalten von Leistung für Regelzwecke (Regelleistung) als auch die aus dieser vorgehaltenen Leistung eingespeiste oder aufgenommene Energie (positive oder negative Regelenergie).

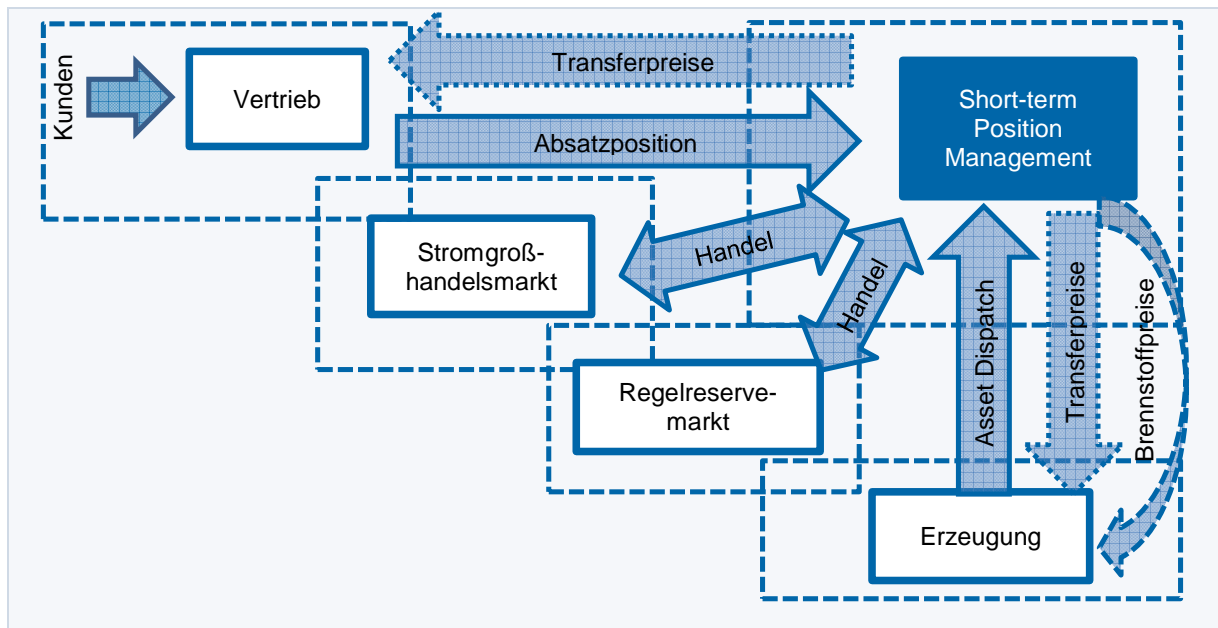
tatsächlichen physischen Stromverbrauch um ein Vielfaches übersteigen. Die Vermarktung am Stromgroßhandelsmarkt erfolgt prinzipiell über Strombörsen oder außerbörslich über sogenannte Over-the-Counter (OTC) Märkte. Dabei ist jeweils eine langfristige Vermarktung über den Terminmarkt möglich als auch eine kurzfristige über den Spotmarkt. Der Handel am Terminmarkt dient der langfristigen Margensicherung bzw. der Risikominimierung der Marktteilnehmer und kann physisch oder finanziell erfüllt werden. Im Börsenhandel erfolgt die Erfüllung zumeist finanziell. Der Spotmarkt gliedert sich in den Handel für den Folgetage (Day-Ahead Markt) sowie den untertägigen Handel (Intraday Markt) und wird vorwiegend physisch erbracht.

Der Fokus der vorliegenden Untersuchung liegt auf den kurzfristigen Vermarktungsmöglichkeiten. Diese umfassen im Bereich des Stromgroßhandelsmarktes sowohl den Handel über die Börse als auch über den außerbörslichen OTC Markt. Im Bereich der Netzdienstleistungen wird die Vermarktung der Regelreserve in die Betrachtung miteinbezogen, da diese auf wöchentlicher bzw. täglicher Basis erfolgt und für Erzeuger mit physischen Anlagen eine alternative Vermarktungsmöglichkeit darstellt. Die Zuteilung der Handelspositionen in die einzelnen Marktsegmente erfolgt im Rahmen des Position Managements. Dieses wird nun folgend kurz erläutert.

2.2 Position Management

Kraftwerksbetreiber sichern die Produktion ihrer Erzeugungsanlagen in der Regel bis zu 3 Jahre im Voraus über das sogenannte Long-term Position Management ab. Jedes Quartal wird ein Zwölftel dieser Gesamtleistung⁴ vom Long-term Position Management an das Short-term Position Management übergeben. Dort werden die Handelspositionen bis einen Tag vor der Erfüllung unter Berücksichtigung der verschiedenen Vermarktungsmöglichkeiten im Kurzfristhandel optimiert (siehe Abbildung 2). Je nach Preiserwartung wird der Strom entweder selbst erzeugt (Erwartung positiver Spreads) oder günstiger über den Großhandelsmarkt zugekauft (Erwartung negativer Spreads). Offene Handelspositionen werden zwischen den Unternehmensbereichen Erzeugung, Handel und Vertrieb zumeist zu intern festgelegten Transferpreisen weitergegeben. Das Risiko einer offenen Position trägt der Unternehmensbereich, der diese Position in seinen Büchern hat. Wird eine Position nicht geschlossen, so erfolgt eine physische Lieferung der Handelsmenge (VSE, 2012). Eine wesentliche Bedeutung in der Optimierung des Kurzfristhandels besitzt in der Regel der Asset Dispatch. Dieser ist für den Einsatz der Anlagen entsprechend den Handelspositionen verantwortlich, besitzt aber zudem auch die Möglichkeit, z.B. durch die Berücksichtigung von Portfolioeffekten, den Kraftwerkseinsatz bis zur tatsächlichen physischen Erbringung weiter zu optimieren und dadurch zusätzliche Deckungsbeiträge zu realisieren. Das Dispatching arbeitet dabei eng mit dem Handel, welcher die Platzierung der Gebote am Stromgroßhandelsmarkt bzw. am Regelreservemarkt durchführt, zusammen. Dabei können durch den Handel, unter Berücksichtigung kurzfristiger Marktentwicklungen, auch noch weitere Erlöspotentiale gehoben werden (RWE, 2013). Die verschiedenen Vermarktungsmöglichkeiten und deren zeitliche Abläufe werden im Folgenden detailliert beschreiben und dargestellt.

⁴ Dies sind die Handelspositionen der nächsten drei Monate.



Quelle: (EFET, 2008a)

Abbildung 2: Optimierung der Vermarktungsmöglichkeiten im kurzfristigen physischen Stromhandel durch das Short-term Position Management

2.3 Day-Ahead Vermarktung über die Börse

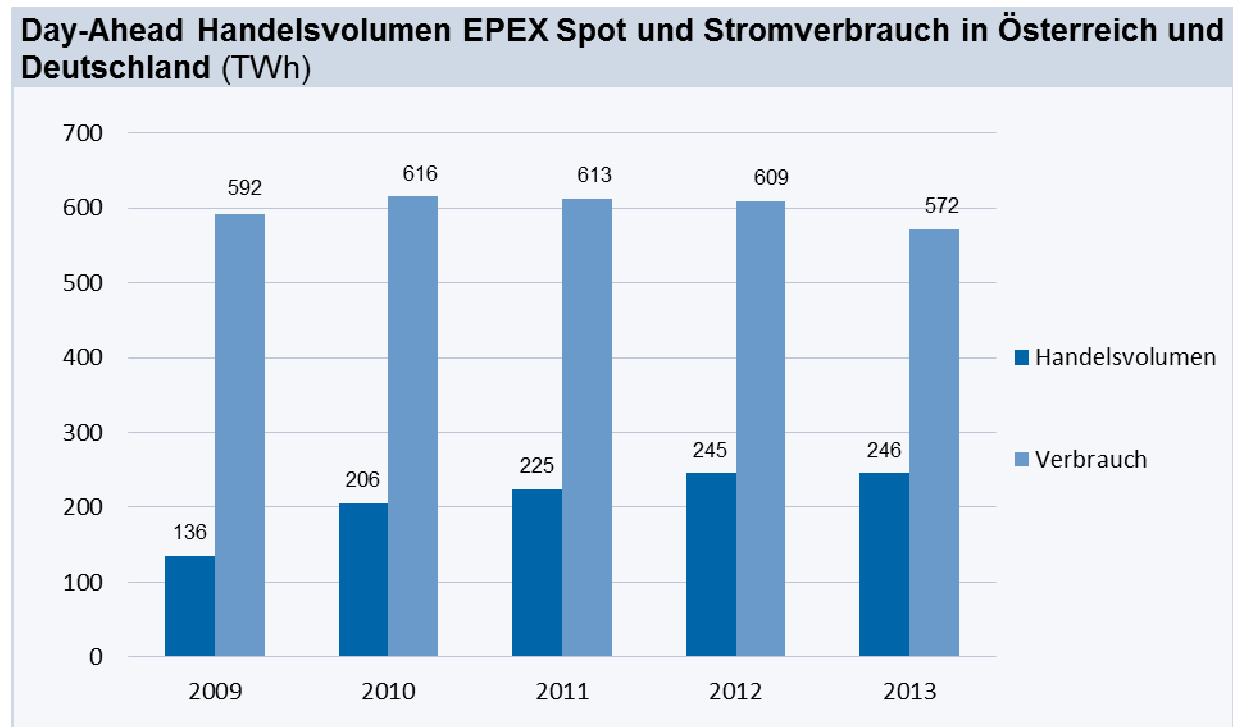
Der Day-Ahead Markt ermöglicht den Handel von Stromprodukten für den folgenden Tag. Er stellt einen wesentlichen Teil des Börsenhandels dar und liefert zugleich ein wichtiges Referenzpreissignal für den außerbörslichen OTC Handel, welcher in Abschnitt 2.6.1 näher erläutert wird. Marktteilnehmer am Day-Ahead Markt können ihr Portfolio auf Basis aktueller Erzeugungs- und Verbrauchsprognosen für den Folgetag anpassen und so die Vermarktung ihrer Erzeugungs- bzw. Verbrauchsmengen optimieren. Der österreichische Day-Ahead Markt ist auf Grund hoher grenzüberschreitender Leitungskapazitäten eng mit dem deutschen Marktgebiet verbunden und bildet eine gemeinsame deutsch-österreichische Preiszone. Der börsliche Handel von Day-Ahead Produkten ist über zwei unterschiedliche Plattformen möglich. Dies ist einerseits die europäische Strombörse EPEX Spot mit Sitz in Paris, sowie die österreichische Strombörse EXAA Abwicklungsstelle für Energieprodukte AG mit Sitz in Wien. Auf beiden Plattformen kommen Auktionen⁵ zur Ermittlung des Preises für die Lieferung am Folgetag zum Einsatz. Beide Plattformen ermöglichen Liefergeschäfte mit physischer Erfüllung in den Regelzonen APG, Amprion, TenneT, TransnetBW bzw. 50Hertz und werden nun beschrieben.

2.3.1 EPEX Spot

Die europäische Strombörse EPEX Spot SE wurde im September 2008 als Joint Venture der Strombörsen EEX AG und Powernext SA gegründet und bündelt seit dem Jahr 2009 den Spothandel für die Gebotszonen Deutschland-Österreich, Frankreich und die Schweiz. EPEX Spot konnte sich in den vergangenen Jahren als wichtiger europäischer Stromhandelsplatz etablieren und verzeichnet seit der Einführung ein stetig steigendes Handelsvolumen. In den

⁵ Im Gegensatz zum fortlaufenden Handel (Fließhandel) im OTC Bereich und im kurzfristigen Intraday Markt.

Jahren 2012 und 2013 erreichte das Day-Ahead Handelsvolumen bereits über 40 Prozent des Gesamtstromverbrauchs in Deutschland und Österreich (siehe Abbildung 3).



Quellen: (EPEX Spot, 2014), (EPEX Spot, 2014a), (ENTSO-E, 2014)

Abbildung 3: Handelsvolumen am EPEX Spot Day-Ahead Markt (Gebotszone Deutschland-Österreich) sowie jährlicher Stromverbrauch in Deutschland und Österreich

Mögliche Gebotsformate im Day-Ahead Markt

Die Strombörse EPEX Spot bietet Handelsteilnehmern umfangreiche Vermarktungsmöglichkeiten im Rahmen der Day-Ahead Auktion. Dabei ist es möglich, Gebote für Einzelstunden des folgenden Tages oder für Blockaufträge abzugeben. Neben den insgesamt 17 standardisierten Blockgeboten können Marktteilnehmern auch benutzerdefinierte Blöcke, welche beliebige Stunden miteinander verbinden, einreichen. Blockkontrakte werden dabei nach der „alles-oder-nichts“ Ausführungsbestimmung behandelt und entweder für alle Stunden ausgeführt oder vollständig zurückgewiesen. Das Mindestvolumen pro Einzelstunden oder Blockkontrakt im Day-Ahead Markt beträgt 0,1 MW, die minimale Preisänderung 0,1 €/MWh. Das Preislimit für beschränkte Einzelkontrakt- oder Blockgebote (Limit Orders) muss zwischen -500 €/MWh und +3.000 €/MWh gewählt werden. Diese Gebote werden im Falle eines Zuschlags zu dem durch das Limit festgelegten Preis oder zu einem besseren Preis ausgeführt. Alternativ können Marktteilnehmer auch unbeschränkte Gebote (Market Orders) einstellen. Diese besitzen keine Preislimits und werden zu jedem vom Handelssystem ermittelten Preis (Market Clearing Price) ausgeführt.

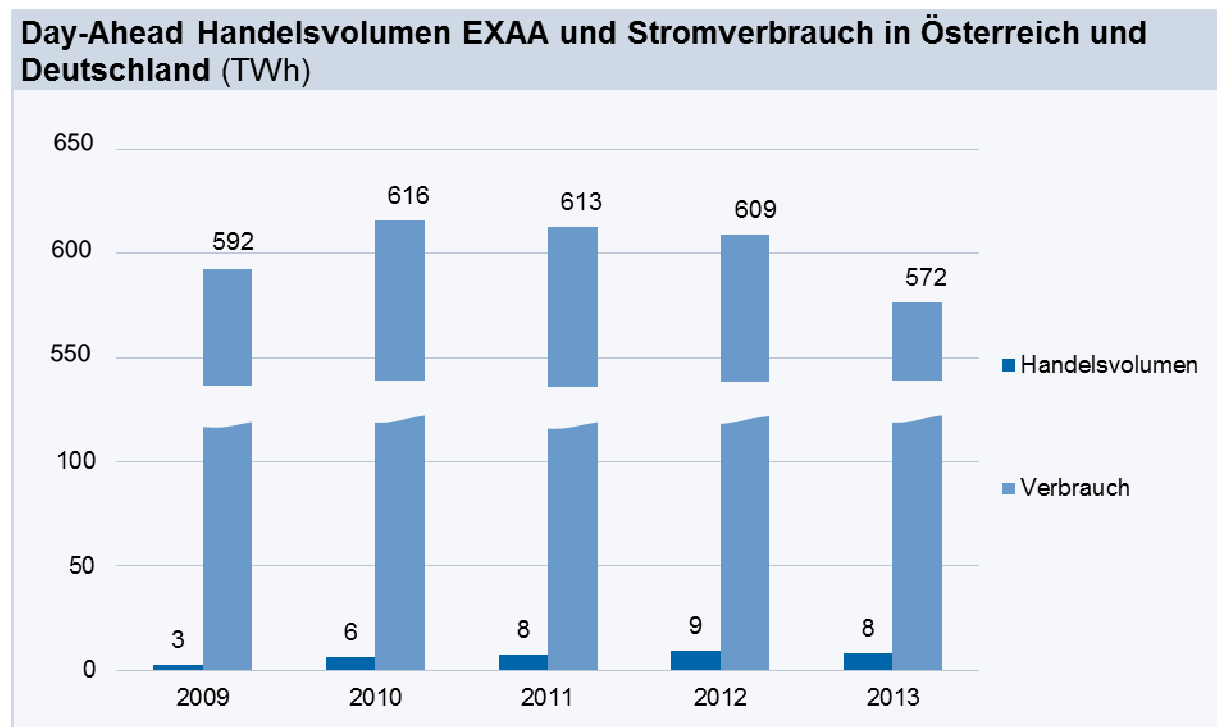
Zeitlicher Ablauf des Day-Ahead Marktes

Die Auktionen an der EPEX Spot finden ganzjährig an sieben Tagen in der Woche statt. Die Öffnung des Orderbuchs für eine Auktion erfolgt 45 Tage vor dem tatsächlichen Lieferdatum. Gebote können bis 12 Uhr am Vortag der Lieferung abgegeben werden. Nach dem Schlie-

ßen der Orderbücher erfolgt die Preisermittlung über den Matching-Prozess der EPEX Spot. Dabei wird unter Anwendung eines kombinatorischen Optimierungsalgorithmus jenen Einzelstunden- und Blockgeboten ein Zuschlag erteilt, welche unter Einhaltung bestehender Netzrestriktionen zu einer Maximierung der Wohlfahrt im Marktgebiet führen (EPEX Spot, 2014b). Die dabei ermittelten stündlichen Day-Ahead Preise werden ab 12:42 Uhr am Vortag der Lieferung auf der Homepage der EPEX Spot veröffentlicht.

2.3.2 EXAA

Die zweite Handelsplattform mit Relevanz für den kurzfristigen physischen Stromhandel in Österreich ist die Strombörse EXAA. Diese wurde im Juni 2001 als Warenbörse gegründet und bietet seinen Marktteilnehmern seit dem Jahr 2002 die Möglichkeit zum physischen Handel von Day-Ahead Produkten für Deutschland und Österreich an. Im Dezember 2012 wurde zudem auch ein spezieller Handel für Strom aus erneuerbaren Quellen⁶ eingeführt. Der EXAA Day-Ahead Markt konnte in den vergangenen Jahren, mit Ausnahme des Jahres 2013, einen stetigen Anstieg des Handelsvolumens verzeichnen. Im Verhältnis zum Gesamtstromverbrauch in Deutschland und Österreich wird jedoch nur ein geringer Anteil von ein bis zwei Prozent über die Strombörse EXAA gehandelt (siehe Abbildung 4).



Quellen: (EXAA, 2014) (ENTSO-E, 2014)

Abbildung 4: Handelsvolumen am EXAA Day-Ahead Markt (Gebotszone Deutschland-Österreich) sowie jährlicher Stromverbrauch in Deutschland und Österreich

⁶ GreenPower@EXAA

Mögliche Gebotsformate im Day-Ahead Markt

Wie die EPEX Spot bietet auch die Strombörse EXAA ihren Handelsteilnehmern umfangreiche Vermarktungsmöglichkeiten im Rahmen der Day-Ahead Auktion. Dabei kann zwischen Geboten für einzelne Stunden des Folgetages sowie 14 verschiedenen Blockgeboten gewählt werden. Blockgebote werden standardmäßig wie Gebote für Einzelstunden behandelt und können auch teilausgeführt werden. Alternativ ist es möglich, Blockgebote mit einer „Fill-or-Kill“-Option einzustellen, welche dem Prinzip der „alles-oder-nichts“ Ausführungsbestimmung der EPEX Spot entspricht. Das minimale Handelsvolumen im EXAA Day-Ahead Handel beträgt 0,1 MWh/h, die minimale Preisänderung 0,01 €/MWh. Gebote für Einzelstunden und Blockkontrakte können als preisbeschränkte Limit Orders oder preisunabhängige Market Orders eingestellt werden. Die möglichen Preislimits für beschränkte Gebote liegen zwischen -150 €/MWh⁷ und +3.000 €/MWh.

Zeitlicher Ablauf des Day-Ahead Marktes

Die Strombörse EXAA ermöglicht seinen Marktteilnehmern einen ganzjährigen Handel von Day-Ahead Produkten. Gebote für die Wochentage Samstag, Sonntag und Montag müssen jedoch bereits am Freitag gelegt werden. Zudem ist es vor Feiertagen notwendig, die Gebote für alle Feiertage inklusive des ersten Tages nach dem Feiertag abzugeben. Die Öffnung des Orderbuchs erfolgt sechs Tage vor der Day-Ahead Auktion. Ab diesem Zeitpunkt können Händler täglich in der Zeit zwischen 12:00 Uhr und 16:00 Uhr Gebote für die Auktion abgeben. Am Tag der Auktion ist es möglich, zwischen 08:00 Uhr und 10:12 Uhr Gebote einzustellen. Nach dem Schließen der Orderbücher erfolgt die Ermittlung des stündlichen Marktpreises mit Hilfe des EXAA Matching-Algorithmus. Einzelstunden- und Blockgebote werden dabei gemeinsam auktioniert. Um 10:15 Uhr werden die Ergebnisse der Auktion sowie die vorläufig zugeschlagenen Gebote bekanntgegeben. Im Anschluss daran startet um 10:16 Uhr eine dreiminütige Nachauktion, in der Gebotsüberhänge, die vom Matching-Algorithmus nicht akzeptiert oder nicht vollkommen ausgeführt wurden, zum ermittelten Marktpreis gehandelt werden können.

2.4 Intraday Vermarktung über die Börse

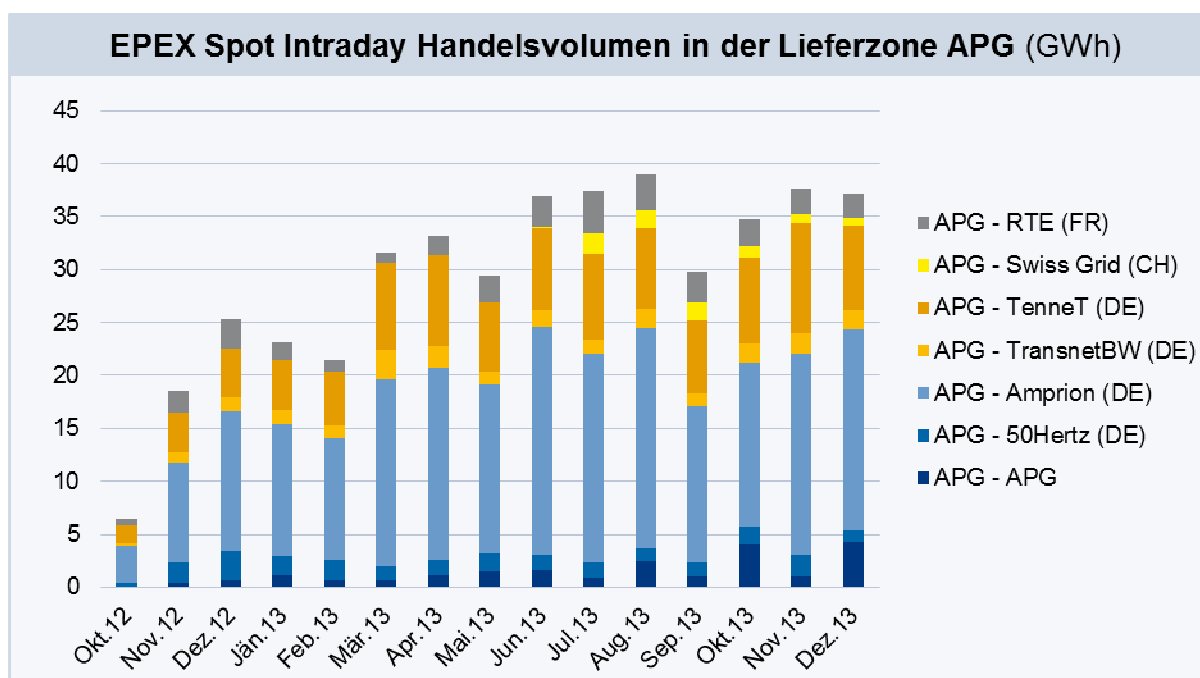
Das zweite wichtige Segment des kurzfristigen physischen Stromhandels ist der Intraday Markt. Dieser ist dem Day-Ahead Markt nachgelagert und erlaubt Marktteilnehmern eine noch kurzfristigere Anpassung ihres Portfolios. Dieser untertägige Handel hat in den letzten Jahren vor allem durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien und den damit verbundenen Mengenunsicherheiten wesentlich an Bedeutung gewonnen. So können Marktteilnehmer über den Intraday Markt beispielsweise Differenzmengen auf Grund von Prognoseabweichungen zu- bzw. verkaufen oder Ersatzbeschaffungen im Falle ungeplanter Anlagenausfälle durchführen. Auf Grund der kurzen Vorlaufzeit zwischen Handel und physischer Erfüllung der Kontrakte erfolgt die Preisermittlung nicht über eine konzentrierte Auktion wie im Day-Ahead Markt, sondern über einen kontinuierlichen Fließhandel, bei dem eingestellte Kauf- bzw. Verkaufsgebote konstant auf ihre Ausführbarkeit hin geprüft und sobald ausführ-

⁷ Siehe (CISMO, 2013)

bar auch zusammengeführt werden. Der Handel von Intraday Produkten ist sowohl börslich als auch außerbörslich über Broker Plattformen oder bilaterale Vereinbarungen möglich. Der Fokus des folgenden Abschnitts liegt auf der Betrachtung des börslichen Intraday Handels für das österreichische Marktgebiet.

2.4.1 EPEX Spot

Die europäische Strombörse EPEX Spot ermöglicht Marktteilnehmern seit Oktober 2012 einen Handel von Intraday-Produkten für die österreichische Regelzone APG sowie durch die Einführung des Flexible Intraday Trading Schemes (FITS)⁸ auch grenzüberschreitende Intraday Geschäfte in den Ländern Deutschland, Frankreich und der Schweiz. Das Handelsvolumen in der österreichischen Lieferzone APG betrug im Einführungsjahr 2012 50 GWh bzw. im ersten vollständigen Handelsjahr 2013 391 GWh und lag damit jeweils deutlich unter jenem des EPEX Spot und EXAA Day-Ahead Marktes. Der Großteil des Handels erfolgte grenzüberschreitend in deutsche Regelzonen und nur ein geringer Anteil lokal in der Regelzone APG (siehe Abbildung 5). Der grenzüberschreitende Handel mit Deutschland ist daher für den österreichischen Intraday Markt von wesentlicher Bedeutung. Folgend werden daher die Handelsmöglichkeiten sowie die zeitlichen Handelsabläufe in der österreichischen Lieferzone APG und den vier deutschen Lieferzonen Amprion, TenneT, 50Hertz und TransnetBW detailliert beschrieben.



Quelle: EPEX Spot

Anmerkung: Das Handelsvolumen umfasst den Handel mit Einzelstundenkontrakten, jedoch keine Blockkontrakte.

Abbildung 5: Handelsvolumen am EPEX Spot Intraday Markt in der Lieferzone APG sowie zwischen der Lieferzone APG und benachbarten Regelzonen

⁸ FITS ermöglicht die implizite Nutzung grenzüberschreitender Übertragungskapazitäten.

Mögliche Gebotsformate im Intraday Markt (Lieferzone APG)

In der Lieferzone APG des EPEX Spot Intraday Marktes können Einzelstundenkontrakte und Blockkontrakte⁹ für die Lieferung am gleichen oder am nächsten Tag gehandelt werden. Außerdem haben Marktteilnehmer auch die Möglichkeit individuelle Blöcke zu definieren und diese einzureichen. Es werden zudem zwei verschiedene Auftragsarten angeboten. Dies sind einerseits preisbeschränkte Gebote (Limit Orders), die zum vereinbarten Preis oder einen besseren Preis ausgeführt werden und markträumende Gebote (Market Sweep Orders), bei denen beliebig zusammenhängende Einzelstundenkontrakte mit anderen Einzelkontrakten zusammengeführt werden. Zusätzlich können vier Ausführungsbedingungen definiert werden. „All-or-nothing“ (AON) Gebote werden dabei vollständig oder gar nicht ausgeführt. „Immediate-or-cancel“ (IOC) Gebote werden entweder sofort ausgeführt oder automatisch gelöscht und können auch teilausgeführt werden. Die nicht ausgeführten Mengen werden dabei gelöscht. Bei der Definition als „Fill-or-kill“ (FOK) werden die Gebote entweder sofort und vollständig ausgeführt oder gelöscht. „Iceberg-Orders“ (ICB) sind große Aufträge, die in mehrere kleine Teilaufträge aufgesplittet werden. Der Händler legt die Gesamtmenge und eine Teilgebotsmenge fest. Die Gesamtmenge ist für den Markt nicht ersichtlich und wird als Serie von Teilgeboten mit dem gleichen Volumen eingestellt, bis das Gesamtvolumen abgedeckt wurde¹⁰. Alle für den österreichischen Intraday Markt abgegebenen Gebote müssen eine Mindestkontraktgröße von 0,1 MW aufweisen. Die minimale Preisänderung für Intraday Kontrakte beträgt 0,01 €/MWh. Die technischen Preislimits innerhalb derer Gebote abgegeben werden können, liegen bei -9.999,99 €/MWh und +9.999,99 €/MWh.

Zeitlicher Ablauf Intraday Markt (Lieferzone APG)

Der Handel am Intraday Markt für die Lieferzone APG ist an 24 Stunden pro Tag ganzjährig möglich. Die Öffnung der Orderbücher erfolgt jeweils um 15 Uhr am Vortag der Lieferung und endet 75 Minuten vor der physischen Erbringung. Der Intraday Markt ist als Fließhandel organisiert und ermöglicht eine kontinuierliche Zusammenführung der besten Gebote in den Orderbüchern. Die Reihung der Gebote erfolgt dabei auf Basis der Gebotsart (Kauf oder Verkauf), dem festgelegten Preislimit und dem Zeitpunkt des Eingangs für jedes Limit. Wenn ausreichende Intraday-Kapazitäten verfügbar sind und eine grenzüberschreitende Nominierung möglich ist, kann zudem ein grenzüberschreitender Handel in die Marktgebiete Frankreich und Deutschland erfolgen. Dabei werden die Orderbücher der Lieferzone APG mit den Orderbüchern für die Lieferzonen in Deutschland und Frankreich konsolidiert und kompatible Gebote ausgeführt. Lokale und grenzüberschreitende Orders werden mit gleicher Priorität behandelt, sind jedoch für den Händler explizit als solche ersichtlich. Sollte es nach der Ausführung eines Geschäfts zu Übertragungsengpässen kommen und ein grenzüberschreitender Handel nicht möglich sein, so erscheinen auch bereits ausgeführte grenzüberschreitende Geschäfte nicht mehr im Orderbuch.

⁹ EPEX Spot bietet die Möglichkeit zum Handel von Baseload Kontrakten (täglich Stunde 1 bis 24) und Peakload Kontrakten (Montag bis Freitag Stunde 9 bis 20) im österreichischen Intraday Markt.

¹⁰ Im Falle eines Restpostens kann die eingestellte Menge kleiner als die definierte Teilgebotsmenge sein.

Mögliche Gebotsformate im Intraday Markt (Lieferzonen Amprion, TenneT, 50Hertz, TransnetBW)

Der EPEX Spot Intraday Markt für die deutschen Lieferzonen Amprion, TenneT, 50Hertz und TransnetBW ermöglicht den Marktteilnehmern neben dem Handel von Einzelstunden und Blockgeboten auch den Handel von 15-Minuten Kontrakten. Die möglichen Auftragsarten und Ausführungsbedingungen für Gebote in den deutschen Lieferzonen unterscheiden sich nicht von jenen der Lieferzone APG. Selbiges gilt für die Mindestkontraktgröße, minimale Preisänderungen und die technischen Preislimits innerhalb derer Gebote abgegeben werden können.

Zeitlicher Ablauf Intraday Markt (Lieferzonen Amprion, TenneT, 50Hertz, TransnetBW)

Der EPEX Spot Intraday Handel ist ganzjährig und ganztägig möglich. Die Orderbücher für Einzelstunden und Blockkontrakte in den deutschen Regelzonen werden zeitgleich mit dem Intraday Handel für die Lieferzone APG um 15 Uhr am Vortag der Lieferung geöffnet. Der Handel für 15-Minuten Produkte startet ebenfalls am Vortag der Lieferung um 16 Uhr. Der Handel ist jedoch nur für die Lieferung in den deutschen Regelblock möglich und endet 45 Minuten vor der physischen Erbringung.

Um die Liquidität im Handel mit 15-Minuten Produkten zu erhöhen und dadurch kleinere Fahrplanabweichungen bereits frühzeitig abdecken zu können, gibt es seitens EPEX Spot¹¹ Überlegungen, eine vortägige Auktion für 15-Minuten Produkte einzuführen. Auch die österreichische Strombörse EXAA¹² hat diesbezügliche Überlegungen angestellt und mit der konkreten Umsetzung bereits im Sommer 2014 gestartet¹³. Dadurch könnten bereits freitags 15-Minuten Produkte für Samstag, Sonntag und Montag gehandelt werden, was vor allem für kleinere Marktteilnehmer, welche ihren Trading Floor am Wochenende in der Regel nicht besetzen, eine Erleichterung darstellen würde (E&M, 2014).

Indirekter Intraday Handel an der EPEX Spot

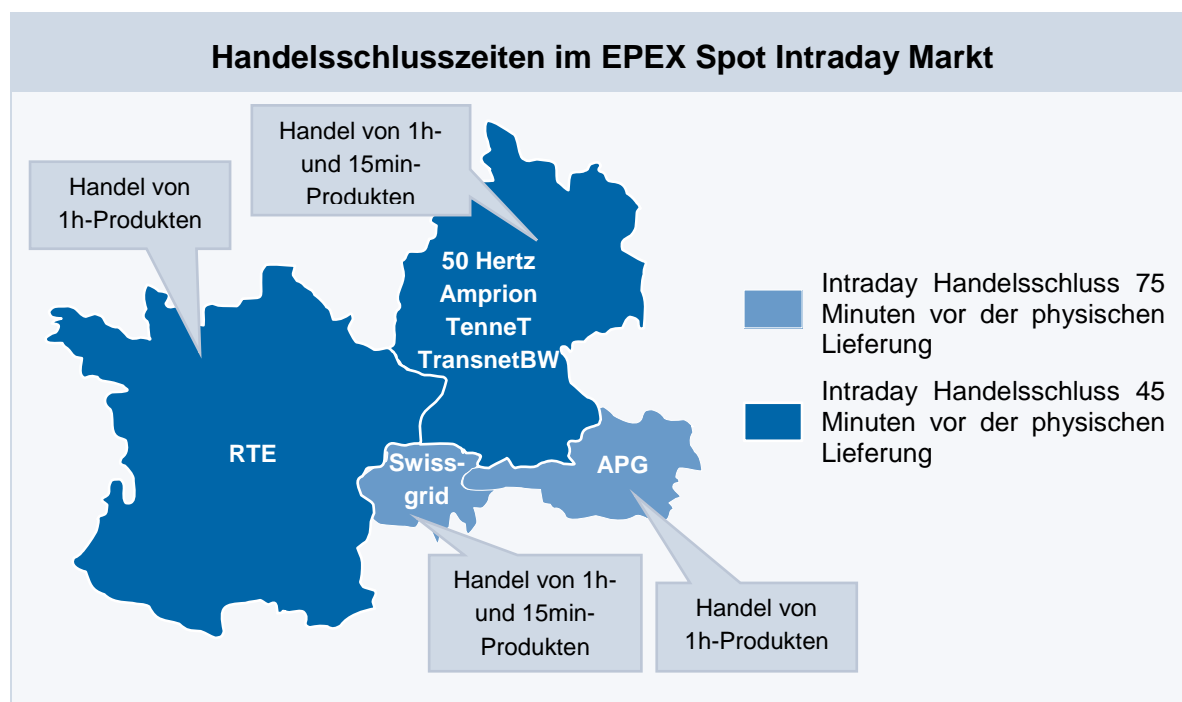
Der EPEX Spot Handel für die Lieferzone APG schließt 75 Minuten vor der vollen Stunde der physischen Erbringung. Ab diesem Zeitpunkt ist es Marktteilnehmern nicht mehr möglich, direkt über die Strombörse Liefergeschäfte von bzw. nach Österreich abzuschließen. Diese Handelsschlusszeit ergibt sich auf Grund einer geltenden Vereinbarung gemäß ENTSO-E (2004), wonach die Anmeldung regelblocküberschreitender Fahrplanänderungen bis spätestens 45 Minuten vor der physischen Erbringung zu erfolgen hat sowie einer 30-minütigen Vorlaufzeit für die Fahrplannominierung durch die European Commodity Clearing (ECC), dem Clearinghaus der EPEX Spot. Bedingt durch den Umstand, dass der Handelsschluss in den Lieferzonen Deutschlands und in Frankreich erst 45 Minuten vor der physischen Liefere-

¹¹ Siehe (EPEX Spot, 2014c)

¹² Siehe (ZfK, 2014)

¹³ Die Einführung des Handels mit 15-Minuten Produkten an der EXAA startete mit 3. September 2014 und damit erst nach dem redaktionellen Abschluss der vorliegenden Arbeit. Das Marktsegment wurde daher in den durchgeführten Betrachtungen nicht mit berücksichtigt.

rung erfolgt, können Marktteilnehmer in diesen beiden Ländern 30 Minuten länger direkt über den Intraday Markt der EPEX Spot handeln (siehe Abbildung 6).



Quelle: Eigene Darstellung

Abbildung 6: Handelsschlusszeiten in den verschiedenen Lieferzonen des EPEX Spot Intraday Marktes

Österreichische Marktteilnehmer können derzeit nur indirekt bis 45 Minuten vor der physischen Lieferung am EPEX Spot Intraday Handel teilnehmen, indem sie Kauf- oder Verkaufsgabote in einer deutschen bzw. der französischen Lieferzone abgeben und bei einem entsprechenden Zuschlag eine regelblocküberschreitende Intraday Fahrplanänderung beim Übertragungsnetzbetreiber anmelden. Da diese Fahrplanmeldung nicht durch die ECC erfolgt, entfällt die notwendige Vorlaufzeit von 30 Minuten für die Fahrplannominierung. Allerdings wird das Börsengeschäft wie eine außerbörsliche Vereinbarung behandelt, wodurch zusätzlich eine telefonische Fahrplananmeldung bei der APG erforderlich ist¹⁴. 20 Minuten nach der Antragstellung für die Intraday Fahrplanänderung erhält der Marktteilnehmer eine Rückmeldung vom Übertragungsnetzbetreiber, ob die regelblocküberschreitende Lieferung netztechnisch durchgeführt werden kann oder nicht.

Sollte eine beantragte Fahrplanänderung zu Problemen führen, so wird diese verworfen und das zuvor abgestimmte Programm geliefert. Für Marktteilnehmer in Österreich besteht somit die Gefahr, dass regelblockextern abgeschlossene Liefergeschäfte eventuell nicht erfüllt werden können. Der indirekte Börsenhandel in oder aus dem österreichischen Marktgebiet birgt damit ein potentiell höheres Risiko als der direkte Börsenhandel in den Lieferzonen Deutschlands und Frankreichs. Mit einem steigenden Anteil volatiler Erzeugung aus erneuerbaren Energien und zunehmender Bedeutung des kurzfristigen Handels könnte dies eine signifikante Benachteiligung von Marktteilnehmern in der Lieferzone APG darstellen. Eine

¹⁴ Siehe (E-Control, 2012). Da eine telefonische Fahrplananmeldung potentiell zu Einschränkungen im kurzfristigen Handel führen könnte, sollte diese zukünftig auf ihre Zweckmäßigkeit hin überprüft werden.

Angleichung der Handelsschlusszeiten in den verschiedenen Lieferzonen der EPEX Spot sollte daher angestrebt werden.

2.5 Regelreservemarkt

Im Bereich der Netzdienstleistungen stellt der Markt für Regelreserve die bedeutendste kurzfristige Vermarktungsmöglichkeit dar. Dabei beschafft der Übertragungsnetzbetreiber APG in seiner Funktion als Regelzonenführer in Form von Ausschreibungen ausreichende Mengen bereitstehender Leistung, um unerwartete Erzeugungs- oder Verbrauchsschwankungen kompensieren zu können. Das jederzeitige Gleichgewicht von Erzeugung und Verbrauch ist notwendig, um im Netz eine stabile Frequenz zu gewährleisten. Die Leistungs-Frequenz-Regelung erfolgt durch den Einsatz von positiver und negativer Regelenergie. Positive Regelenergie entspricht einer zusätzlichen Einspeisung von Energie in das Netz oder einer Verminderung des Bezuges. Negative Regelenergie wird durch eine Verminderung der Einspeisung oder zusätzlichen Bezug von Energie erbracht. Die Bereitstellung von Regelenergie erfolgt derzeit vorwiegend durch Erzeugungseinheiten. Zukünftig sollten auch vermehrt Verbrauchseinheiten an Regelreserveausschreibungen teilnehmen. Im folgenden Abschnitt wird zuerst auf die unterschiedlichen Regelungsarten eingegangen und anschließend der zeitliche Ablauf des Beschaffungsprozesses dargestellt.

2.5.1 Regelungsarten

Im Bereich der Leistungs-Frequenz-Regelung werden die drei Regelungsarten Primär-, Sekundär und Tertiärregelung¹⁵ unterschieden. Diese unterscheiden sich insbesondere hinsichtlich der Aktivierungs- und Änderungsgeschwindigkeit. Diese Gliederung, auf die auch im Elektrizitätswirtschafts- und -organisationsgesetz 2010 (EiWOG)¹⁶ Bezug genommen wird, entstammt dem Continental Europe Operation Handbook (ENTSO-E, 2004). In den zukünftig maßgeblichen Network Codes zu „Electricity Balancing“ und „Load Frequency Control and Reserves“ findet sich eine abweichende Gliederung¹⁷.

Primärregelung

Die Primärregelung wird benötigt, um nach einer sprunghaften Leistungsänderung im System die Leistungsbilanz binnen Sekunden wieder herzustellen. Dies erfolgt automatisch bei Abweichungen von der Netzfrequenz durch entsprechende Regler. Die vorzuhaltende Primärregelleistung (PRL) wird für das gesamte kontinentaleuropäische Verbundnetz bemessen und auf die einzelnen Regelzonen aufgeteilt (ENTSO-E, 2004). Für die Regelzone der APG waren 2012 ± 71 MW vorzuhalten, 2013 ± 66 MW bzw. für 2014 wieder ± 71 MW.

Sekundärregelung

Die Sekundärregelung dient der Entlastung der Primärregelung und wird spätestens 30 Sekunden nach einer Störung aktiviert. Dadurch soll die Leistungsbilanz ausgeglichen, die Frequenzabweichung zurückgeführt und die Primärregelreserve wieder frei gemacht

¹⁵ Auch als Minutenreserve bezeichnet

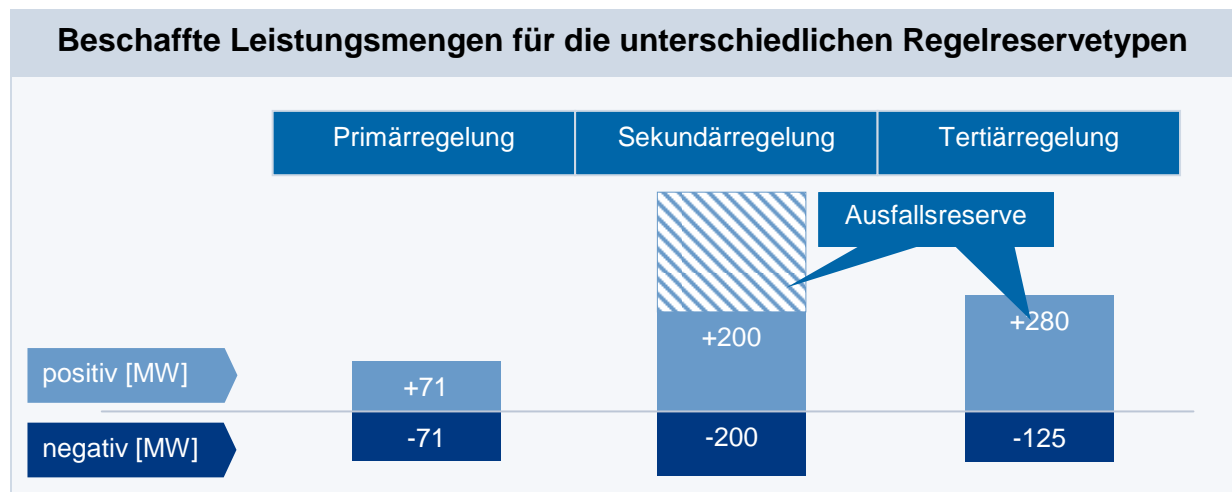
¹⁶ Siehe die Begriffsbestimmungen in §7 Abs 1 Z 58, 62, 67 EiWOG

¹⁷ Zum derzeitigen Verfahrensstand sowie für die Entwurfstexte der Network Codes siehe (ENTSO-E, 2014)

werden. Im Operational Handbook der ENTSO-E¹⁸ werden die verschiedenen Methoden zur Bemessung der vorzuhaltenden Sekundärregelleistung (SRL) angeführt. Seit dem Jahr 2012 beträgt die Sekundärregelreserve ± 200 MW. Die Sekundärregelreserve soll sowohl die zu erwartenden Schwankungen aus dem Normalbetrieb als auch große Störfälle¹⁹ abdecken. Dafür steht in Österreich zusätzlich zur Sekundärregelreserve im engeren Sinne auch die sogenannte Ausfallsreserve in der Höhe von 280 MW zur Verfügung. Diese wird zwar im Rahmen der Ausschreibung für die Tertiärregelung beschafft, dient aber auch der Kompensation eines Blockausfalls und zählt somit zur Sekundärregelung²⁰.

Tertiärregelung

Zur Entlastung der Sekundärregelung wird Tertiärregelung eingesetzt. Diese wird vom Regelzonenführer manuell angefordert und unterliegt weniger hohen zeitlichen Anforderungen. Sie muss nach 15 Minuten vollständig aktiviert sein. Die Aktivierung erfolgte in der Vergangenheit ausschließlich telefonisch. Im Laufe des Jahres 2014 wurde jedoch mit der schrittweisen Überführung in eine elektronische Kommunikation begonnen. An positiver Tertiärregelleistung (TRL) stehen 280 MW aus der Ausfallsreserve zur Verfügung, an negativer TRL 125 MW. Der Abruf von Energie aus der Ausfallsreserve wird bei einem Kraftwerksausfall nach den Regeln für Sekundärregelung weiterverrechnet, ansonsten als Abruf von Tertiärregelenergie (TRE) betrachtet.



Quelle: Eigene Darstellung

Anmerkung: Die beschaffte Leistungsmenge für Primärregelung wird jährlich neu ermittelt und beträgt im Jahr 2014 ± 71 MW.

Abbildung 7: Übersicht über die beschafften Leistungsmengen für die unterschiedlichen Produkte im österreichischen Regelreservemarkt

2.5.2 Bedingungen zur Teilnahme an den Ausschreibungen für Regelreserve

Für die Teilnahme am Regelenergiemarkt ist, für jede Regelungsart gesondert, zum einen eine technische Präqualifikation erforderlich, zum anderen ein Rahmenvertrag zu unter-

¹⁸ Siehe (ENTSO-E, 2004)

¹⁹ Wie den Ausfall der größten Erzeugungseinheit

²⁰ Siehe §7 Abs 1 Z 62 EIWOG 2010

zeichnen, der das Verhältnis zwischen Regelzonenführer und Regelreserveanbieter definiert. Die Präqualifikationsbedingungen definieren die technischen Eigenschaften, die die Einheiten eines Anbieterpools insbesondere hinsichtlich verfügbarem Regelungsband, Regeldynamik sowie Datenaustausch erfüllen müssen. Die Präqualifikationsbedingungen für Primär-, Sekundär- und Tertiärregelung sowie die aktuellen Ausschreibungsbedingungen werden vom Regelzonenführer veröffentlicht (APG, 2014).

Um eine Belebung des Marktes durch Einbeziehung neuer Marktteilnehmer zu ermöglichen und auch die Voraussetzungen für weitere internationale Kooperationen zu schaffen, wurden sowohl die Präqualifikationsbedingungen als auch die Rahmendokumente im Jahr 2014 überarbeitet. Die Neuerungen betreffen unter anderem eine erleichterte Teilnahme von Verbrauchseinheiten, insbesondere zur Erbringung von negativer Regelleistung, die Herabsetzung von Mindestgebotsgrößen, Erleichterungen bei der Zusammenfassung von technischen Einheiten in Pools und die Anpassung von einzelnen Produkten.

2.5.3 Beschaffung von Regelreserve

Die Beschaffung von Regelreserve erfolgt seit dem Jahr 2012 für alle drei Regelungsarten über wöchentlich stattfindende Auktionen²¹. Die Tertiärregelung wurde bereits seit dem Jahr 2001 über eine marktbasierende Ausschreibung beschafft, die Primärregelung seit dem Jahr 2010. An den Ausschreibungen zur Erbringung von Regelreserve können nur zugelassene Anbieter mit präqualifizierten Anlagen teilnehmen. Gegenstand der Auktion ist die Vorhaltung von Regelleistung für einen bestimmten Zeitraum, die bei Bedarf abgerufen werden kann. Für die Vorhaltung wird ein Leistungspreis vergütet. Den Zuschlag in den Auktionen erhalten die Gebote mit den niedrigsten Leistungspreisen, bis die jeweils ausgeschriebene Menge erreicht ist. Die Abgeltung der akzeptierten Mengen erfolgt über einen „Pay-as-bid“-Preisfindungsmechanismus, in dem die Anbieter jeweils ihren gebotenen Leistungspreis erhalten.

Für Sekundär- und Tertiärregelungsprodukte gibt es neben dem Leistungspreis auch einen Energiepreis²². Dieser Preis wird beim Abruf von positiver Regelenergie an den jeweiligen Anbieter bezahlt. Beim Abruf von negativer Regelenergie, also der Entnahme von Energie aus dem Netz, wird dieser Preis vom Anbieter bezahlt. Da sich jedoch regelmäßig negative Arbeitspreise für die negativen Regelenergieprodukte bilden, kommt es auch in diesem Fall zu Zahlungen an den Anbieter. Der Energiepreis ist ebenso wie der Leistungspreis und die gebotene Menge Teil des Gebots eines Marktteilnehmers, wird aber bei der Zuschlagserteilung nur bei gleichen Leistungspreisen mehrerer Gebote berücksichtigt.

Alle Angebote die einen Zuschlag bei Reihung nach dem Leistungspreis erhalten werden anschließend nach dem gebotenen Energiepreis in einer Merit-Order-List (MOL) gereiht. Entsprechend dieser MOL erfolgt dann bei Bedarf der Abruf von Regelenergie. Der Energiepreis kann dabei auf Day-Ahead Basis²³ angepasst werden, wodurch für jeden Tag eine neue MOL zustande kommt. Die Anpassung darf bei positiver Regelenergie zu keinen höhe-

²¹ Die Beschaffung von Sekundärregelung wurde im Zeitraum von Kalenderwoche 1 2012 bis Kalenderwoche 12 2013 auch über 4-Wochen-Auktionen durchgeführt.

²² Wird auch als Arbeitspreis bezeichnet

²³ Am letzten Werktag (außer Samstag) vor Beginn des Lieferzeitraums

ren Preisen bzw. bei negativer Regelenergie zu keinen niedrigeren Preisen, als in der Wochenauktion geboten, führen. Nur für Tertiärregelenergie besteht die zusätzliche Möglichkeit außerhalb der wöchentlichen Auktionen täglich für den Folgetag Angebote anzugeben. Bei diesen wird jedoch nur die Regelenergie, nicht aber die Leistungsbereithaltung vergütet. Die Gebote werden mit ihrem Energiepreis in die MOL aufgenommen und gegebenenfalls abgerufen.

Sollte im Rahmen einer Regelleistungsausschreibung nicht die erforderliche Menge beschafft werden können, so wird eine zusätzliche „Second Call“ Ausschreibung durchgeführt bzw. falls notwendig auch eine weitere „Last Call“ Ausschreibung. Wenn die erforderliche Leistungsmenge auch durch diese beiden Ausschreibungen nicht beschafft werden kann, kommt es zur behördlichen Einweisung geeigneter Kraftwerke gemäß §69 Abs. 4 EIWOG.

Zeitlicher Ablauf der Beschaffung von Primärregelreserve

Die notwendigen Primärregelleistungsmengen werden durch wöchentliche Auktionen, jeweils am Mittwoch vor Beginn der Vorhalteperiode, beschafft. Gebote können in der Zeit von 9:00 bis 14:00 Uhr abgegeben werden. Vor Ende der Auktion können die Gebote beliebig oft geändert werden. Geboten und vergütet wird dabei nur der Preis für die Bereitstellung der Leistung im Lieferzeitraum. Regelenergie wird nicht gesondert vergütet.

Zeitlicher Ablauf der Beschaffung von Sekundärregelreserve

Die Bereitstellung von Sekundärregelung erfolgt über die sechs Produkte, Peak, Off-Peak und Wochenende für jeweils positive und negative Leistung. Diese Produkte werden derzeit in wöchentlichen Auktionen beschafft. Die Gebotslegung erfolgt am Dienstag vor Beginn der Vorhalteperiode in der Zeit von 9:00 bis 15:00 Uhr. Wie in der Auktion der Primärregelung können die Gebote in diesem Zeitfenster beliebig oft angepasst werden. Für die Gebotslegung sind jeweils das Volumen, ein Leistungspreis sowie ein Arbeitspreis anzugeben. Der Zuschlag erfolgt nach Maßgabe der Leistungspreise. Sollten diese für zwei oder mehrere Angebote gleich sein, so erfolgt eine Gebotsreihung auf Basis der angegebenen Arbeitspreise. Der tatsächliche Abruf der Sekundärregelenergie (SRE) erfolgt auf Basis des Energiepreises gemäß der MOL. Alle akzeptierten Anbieter haben die Möglichkeit diesen Energiepreis jeweils am Vortag²³ der Lieferung in der Zeit von 9:00-15:00 Uhr anzupassen. Die endgültige MOL wird dadurch jeden Tag neu ermittelt.

Zeitlicher Ablauf Beschaffung Tertiärregelreserve

Die Ausschreibung der Leistungsvorhaltung für die Tertiärregelung findet wöchentlich statt und wird auch als Market Maker Auktion bezeichnet. Marktteilnehmer können am Mittwoch vor Beginn der Vorhalteperiode in der Zeit von 9:00 bis 15:00 Uhr Gebote abgeben. Der Ablauf entspricht dem der Auktion für Sekundärregelreserve. Ausgeschrieben werden sechs Zeitscheiben eines Tages, jeweils für positive und negative Regelreserve. Die Ausschreibungen für den Zeitraum Montag bis Freitag und das Wochenende werden gesondert vorgenommen. Insgesamt gibt es innerhalb einer Woche 24 mögliche Produkt-Zeitscheiben-Kombinationen. Die Energiepreise können ab Ende einer Wochenauktion bis 15:00 Uhr des

Vortages²⁴ angepasst werden. Zusätzlich können während dieses Zeitraums weitere Gebote von zugelassenen Anbietern abgegeben werden. Diese Gebote beinhalten nur das Volumen und den Energiepreis (es wird kein Leistungspreis vergütet) und sind nur für einen Tag gültig. Alle Gebote (Market Maker und reine Energiegebote) werden in die MOL des entsprechenden Tages aufgenommen und entsprechend dieser abgerufen.

Übersicht über die Regelreserveprodukte in Österreich			
	Primärregelung	Sekundärregelung	Tertiärregelung
Entsprechung Network Codes ²⁵	FCR	Automatic FRR	Manual FRR
Aktivierungszeit	< 30 Sekunden	< 5 Minuten	< 10 Minuten
Vorzuhaltende Leistung	2012: ±71 MW 2013: ±66 MW 2014: ±71 MW	200 MW zzgl. 280 MW Ausfallsreserve (wird gemeinsam mit Tertiärregelung beschafft)	+280 MW (Ausfallsreserve) -125 MW
Gebotsgrößen	Mindestens 2 MW, danach Schritte von 1 MW	Mindestens 5 MW, danach Schritte von 5 MW	10 MW bis 50 MW für erstes Gebot eines Anbieters, danach 25 MW bis 50 MW, nur ganze MW können geboten werden
Vorhaltezeitraum	1 Woche	1 Woche / (4 Wochen) ²¹	Mo-Fr Sa+So
Ausgeschriebene Produkte	Wochenprodukt (Mo-So: 0-24 Uhr), nur Leistung	Peak (Mo-Fr: 8-20 Uhr) Off-Peak (Mo-Fr: 0-8 Uhr und 20-24 Uhr) Wochenende (Sa-So: 0-24 Uhr), jeweils gesondert für positive und negative Reserve	6 Zeitscheiben zu je 4 Stunden, jeweils gesondert für positive und negative Reserve
Gebotsabgabezeitraum	Mittwoch der Vorwoche, 9-14 Uhr	Dienstag der Vorwoche, 9-15 Uhr Anpassung der Energiepreise am Vortag der Erbringung 9-15 Uhr möglich. Energiepreis darf den in der Wochenauktion gebotenen Preis nicht überschreiten (pos. Reserve)	Mittwoch der Vorwoche, 9-15 Uhr (Market Maker) Anpassung der Energiepreise von akzeptierten Market Maker Geboten von Ende der Wochenauktion bis 15 Uhr am Vortag der Erbringung. Energiepreis darf den in der Wochenauktion gebotenen

²⁴ Am letzten Werktag (außer Samstag) vor Beginn des Lieferzeitraums.

²⁵ In den Network Codes werden die Begriffe Frequency Containment Reserve (FCR), Frequency Restoration Reserves (FRR), welche automatisch oder manuell aktiviert werden können, und Replacement Reserves (RR) verwendet. Die Vorhaltung von RR ist nicht verpflichtend, die Tertiärregelung in Österreich kann als manuelle FRR betrachtet werden.

		bzw. unterschreiten (neg. Reserve)	Preis nicht überschreiten (pos. Reserve) bzw. unterschreiten (neg. Reserve). Abgabe zusätzlicher Tertiärregelenergiegebote möglich (nur Vergütung für Tertiärregelenergielieferung / keine Market Maker Vergütung)
--	--	------------------------------------	---

Tabelle 1: Übersicht über die Regelreserveprodukte in Österreich²⁶

Regelzonenüberschreitender Handel von Regelreserve – Status quo und Ausblick

Vor dem Hintergrund des zu schaffenden gemeinsamen europäischen Strombinnenmarktes²⁷ gibt es für einzelne Regelreserveprodukte grenzüberschreitende Kooperationen, bzw. sind solche geplant. Seit Juli 2013 beschaffen die APG und der schweizerische Regelzonenführer Swissgrid im Rahmen einer Kooperation gemeinsam Primärregelleistung. Dabei werden allfällige Angebotsüberhänge der Auktion in einer Regelzone in der Beschaffung der anderen Regelzone mitberücksichtigt²⁸. Im Bereich der Sekundär- und Tertiärregelung ist die Verwirklichung ähnlicher Kooperationen mit den deutschen Übertragungsnetzbetreibern geplant²⁹.

Neben den Maßnahmen zur gemeinsamen Beschaffung von Regelleistung, werden im Rahmen von regelzonenüberschreitenden Kooperationen auch nicht marktbasierende Maßnahmen zur Optimierung des Einsatzes von Regelenergie ergriffen. Im Rahmen des sogenannten „Imbalance Netting“ wird vor einem Einsatz von Sekundärregelenergie geprüft, ob in den beteiligten Regelzonen bestehende Ungleichgewichte gegeneinander ausgeregelt werden können. Ist dies der Fall, so kann die Aktivierung von Regelenergie in den jeweiligen Regelzonen unterbleiben und es kommt stattdessen zu einem Energieaustausch zwischen den Regelzonen. Die Kosteneinsparungen aufgrund des vermiedenen Regelenergieabrufs werden zwischen den beteiligten Regelzonenführern aufgeteilt. Solche Vereinbarungen gibt es derzeit mit dem slowenischen Übertragungsnetzbetreiber ELES³⁰ und im Rahmen der International Grid Control (IGCC) mit den Übertragungsnetzbetreibern in Deutschland, Dänemark, den Niederlanden, Belgien, der Tschechischen Republik und der Schweiz³¹.

²⁶ Die Informationen beziehen sich auf den in diesem Bericht behandelten Zeitbereich 2012 und 2013. Aufgrund der Änderungen der Präqualifikations- und Ausschreibungsbedingungen im Jahr 2014 kommt es zu Änderungen (APG, 2014)

²⁷ Vgl. konkret zum Regelreservebereich den Network Code Balancing (ENTSO-E, 2014)

²⁸ Nähere Informationen siehe <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/primaerregelung/kooperation>

²⁹ Für Zeitpläne und Details siehe (APG, 2014)

³⁰ Die Kooperation zwischen ELES und APG im Rahmen des INC-Projekts besteht seit Mai 2013. Für nähere Informationen siehe <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/sekundaerregelung/inc>

³¹ Die APG nimmt seit 24.4.2014 am IGCC-Projekt teil.

2.6 Weitere Vermarktungsmöglichkeiten

Neben den bereits angeführten Vermarktungsmöglichkeiten über die Strombörsen EPEX Spot und EXAA sowie den Regelreservemarkt können österreichische Marktteilnehmer ihr Portfolio auch über den kurzfristigen OTC-Handel optimieren oder ihre Erzeugungskapazitäten zur Ausregelung von Ungleichgewichten innerhalb ihrer Bilanzgruppe einsetzen.

2.6.1 Kurzfristiger OTC-Handel

Der OTC-Handel bezeichnet einen außerbörslichen, nicht-standardisierten Handel, der bilateral zwischen Handelspartnern stattfindet und häufig unter Einbeziehung von Intermediären, wie Brokern, abgewickelt wird (Bundeskartellamt, 2011). Im Gegensatz zum Börsenhandel erfolgt der Handel im OTC Bereich nicht anonymisiert. Die Identität eines Kontrahenten ist entweder schon im Vorhinein bekannt oder wird bei der Einbindung eines Intermediärs nach Abschluss eines Handelsgeschäftes bekanntgegeben. Wie an Börsenmärkten kann zwischen dem Handel von langfristigen und kurzfristigen Kontrakten unterschieden werden. Während langfristige Verträge Zeiträume von Quartalen oder Jahren abdecken und physisch oder finanziell erfüllt werden, erfolgt der kurzfristige Handel zur Optimierung des Portfolios für den nächsten oder aktuellen Tag und wird zumeist physisch erbracht. Der OTC-Markt nimmt im Bereich des Stromgroßhandels eine wichtige Rolle ein. So wurden beispielsweise im Jahr 2013 für die Lieferzone Deutschland, welche für österreichische Marktteilnehmer einen Hauptabsatzmarkt darstellt, etwa 5.000 TWh³² über den OTC-Markt gehandelt und ein vergleichsweise geringer Anteil von 1.600 TWh³³ über Strombörsen. Zudem zeigte vor allem das OTC-Handelsvolumen in den letzten Jahren eine stark steigende Tendenz. Im kurzfristigen physischen Stromhandel im Österreich bündelt sich das OTC-Handelsvolumen vor allem im Day-Ahead Bereich. Der Intraday Handel erfolgt größtenteils über Strombörsen und nur zu einem geringen Anteil außerbörslich³⁴. Generell bietet der kurzfristige OTC-Handel jedoch den Vorteil einer sehr kurzen Vorlaufzeit bis zur physischen Erfüllung. Während der Intraday Handel an der EPEX Spot für die Lieferzone APG bereits 75 Minuten vor der physischen Lieferung schließt, können OTC-Geschäfte regelzonenintern bis zu 15 Minuten vor der Lieferung gehandelt werden. Diese Vorlaufzeit ergibt sich aus dem Erfordernis, dass kurzfristige Fahrplanänderungen mit 15 Minuten Vorlaufzeit zur Viertelstunde an den Regelzonenführer zu melden sind. Die Liquidität im OTC-Handel ist zu diesem Zeitpunkt jedoch bereits sehr gering³⁴.

In den vergangenen Jahren bestand das Problem, dass der OTC-Handel generell eine sehr eingeschränkte Transparenz aufwies und Informationen zu Preis- und Mengenentwicklungen nur indirekt durch die Befragung von Marktteilnehmern abgeschätzt werden konnten. Durch den Erlass der „European Market Infrastructure Regulation“ (EMIR) im August 2012, welche ein verpflichtendes Clearing aller außerbörslichen Standard-Derivategeschäfte über eine zentrale Gegenpartei und eine Meldung dieser OTC-Geschäfte an ein Transaktionsregister vorsieht, sollte der OTC-Handel zukünftig deutlich transparenter werden. Im Bereich des Energiegroßhandels spielt zudem vor allem die „Regulation on Energy Market Integrity and

³² Siehe (LEBA, 2014)

³³ Siehe (Statista, 2014)

³⁴ Lt. Auskunft österreichischer Marktteilnehmer.

Transparency (REMIT) eine wichtige Rolle. Diese ermöglicht der „Agency for the Cooperation of Energy Regulators“ (ACER) die Sammlung aller börslicher und außerbörslicher Energiegroßhandelskontrakte für Marktüberwachungszwecke sowie die Veröffentlichung von Teilen dieser Informationen, um die Transparenz auf den Energiegroßhandelsmärkten zu erhöhen³⁵. Die REMIT ist bereits mit 28. Dezember 2012 in Kraft getreten. Der Umfang der Datensammlung durch ACER wird in ausgelagerten Durchführungsrechtsakten durch die EU-Kommission definiert. Die konkrete Datensammlung startet 9 Monate nach Inkrafttreten dieser Durchführungsrechtsakte. Die E-Control besitzt zudem eine Verordnungskompetenz, die es ihr ermöglicht, detailliert festzulegen, welche Energiegroßhandelsprodukte in welcher Häufigkeit bzw. in welchem Umfang und Format an sie zu übermitteln sind³⁶. Diese Maßnahmen in Kombination sollten die Transparenz des OTC-Handels zukünftig deutlich erhöhen und zu einem besseren Verständnis der Handelstätigkeiten und Wechselwirkungen in diesem Marktsegment führen.

2.6.2 Ausgleich kurzfristiger Ungleichgewichte in der Bilanzgruppe

Eine weitere kurzfristige Vermarktungsmöglichkeit stellt der Einsatz von Kraftwerkskapazitäten zur Ausregelung von Leistungsungleichgewichten innerhalb einer Bilanzgruppe dar. Ziel dieser Maßnahme ist es, die Ausgleichsenergiekosten einer Bilanzgruppe zu minimieren bzw. ist es bei einer Unterstützung der Regelzone auch möglich, zusätzliche Erlöse zu lukrieren. Die Ausgleichsenergiekosten fallen durch die Abweichung der tatsächlichen Erzeugung bzw. des tatsächlichen Verbrauchs vom angemeldeten Fahrplan einer Bilanzgruppe an und werden auf viertelstündlicher Basis ermittelt. Die Verrechnung an die einzelnen Bilanzgruppen erfolgt monatlich. Um die Ausgleichsenergiekosten zu minimieren, können Erzeugungsunternehmen versuchen, den Saldo ihrer Bilanzgruppe auszuregeln. Da in Österreich lediglich der Summenfahrplan zur Verrechnung der Ausgleichsenergiekosten herangezogen wird, ist es nicht erforderlich Verbrauch und Erzeugung separat ausgeglichen zu bilanzieren. Das Ausgleichsenergiesystem ist jedoch so konzipiert, dass Marktteilnehmer nicht nur einen Anreiz erhalten, ihre Bilanzgruppe ausgeglichen zu halten, sondern darüber hinaus, wenn möglich, den ÜNB in der Aufrechterhaltung des Systemgleichgewichts zu unterstützen. Dadurch kann es für Bilanzgruppen wirtschaftlich vorteilhafter sein, nicht nur eine ausgeglichene Position sicherzustellen, sondern sogar eine der gesamten Regelzonenabweichung entgegengesetzte Abweichung herbeizuführen und zusätzliche Erlöse für die dadurch bereitgestellte Ausgleichsenergie zu erhalten. Auf Grund der Tatsache, dass die Regelzonenabweichung starken Schwankungen unterlegen ist und kurzfristig zwischen Leistungsüberschüssen und -unterdeckungen pendeln kann, ist diese Art der Vermarktung jedoch mit einem hohen Risiko verbunden. Weicht eine Bilanzgruppe nämlich in Richtung der gesamten Regelzone ab, so erhält diese keine Vergütung auf Basis des Ausgleichsenergiepreises, sondern hat diesen an den Bilanzgruppenkoordinator zu zahlen. Eine gute Kenntnis über die aktuelle Regelzonenabweichung bzw. über deren mögliche Entwicklung ist daher eine wesentliche Vorausset-

³⁵ Voraussetzung für die Veröffentlichung ist, dass diese Informationen keine wirtschaftlich sensiblen Daten über einzelne Marktteilnehmer, Transaktionen oder Handelsplätze offen legen und dahingehend auch keine Rückschlüsse gezogen werden können (siehe Verordnung (EU) Nr. 1227/2011, Artikel 12, Absatz 2).

³⁶ Siehe §25a Abs. 2 E-Control Gesetz

zung für die Nutzung dieser Vermarktungsmöglichkeit. In einem optimierten Ausgleichsenergiesystem sollten diese Informationen daher zeitnah bereitgestellt werden.

2.7 Zeitliche Abfolge der Vermarktungsmöglichkeiten

In den vorherigen Kapiteln wurden die einzelnen Teilmärkte, über die eine kurzfristige Vermarktung erfolgen kann, bereits detailliert beschrieben. Nun folgend werden diese Teilmärkte und deren zeitlicher Ablauf gemeinsam betrachtet, um mögliche wechselseitige Beeinflussungen ermittelt zu können.

Die theoretisch früheste Vermarktungsmöglichkeit im kurzfristigen Stromhandel stellt der OTC-Markt dar. Die dort angebotenen bilateralen Liefergeschäfte können bereits lange vor der physischen Erbringung abgeschlossen werden³⁷. Eine ausreichende Liquidität stellt sich jedoch zumeist erst 3 bis 4 Tage vor der tatsächlichen Lieferung ein³⁸. Der Intraday Handel am OTC Markt ist im Vergleich zum Börsenhandel relativ gering. Der Großteil des Intraday Volumens wird über die Strombörse EPEX Spot vermarktet³⁸. Die Möglichkeit zum physischen Handel am OTC-Markt endet mit der Übermittlung der Fahrpläne an den Übertragungsnetzbetreiber sowie den Bilanzgruppenkoordinator. Dies muss bei regelblocküberschreitenden Geschäften bis 45 Minuten vor der physischen Erbringung erfolgen bzw. bei regelzoneninternen Geschäften bis 15 Minuten vor der Lieferung.

Im Börsenhandel ist die frühestmögliche Platzierung von Geboten für den kurzfristigen Handel in Österreich an der Strombörse EPEX Spot möglich. Der Day-Ahead Handel öffnet 45 Tage vor der physischen Erbringung und endet mit der Auktionierung aller Gebote um 12 Uhr am Vortag der Lieferung. Die zweite für den österreichischen Markt relevante Strombörse EXAA erlaubt ihren Marktteilnehmern Day-Ahead Gebote bis zu 6 Tage vor der Lieferung einzustellen. Die Auktionierung erfolgt wie an der EPEX Spot am Tag vor der Erfüllung, jedoch bereits um 10:12 Uhr. Marktteilnehmer können dadurch versuchen, über den Handel an der EXAA eine erste Optimierung ihres Portfolios durchzuführen. Bedingt durch den früheren Handelsschluss im Vergleich zur EPEX Spot werden in der Regel mehr Gebote mit engeren Preislimits eingestellt bzw. weniger Gebote ohne Preislimit. Dadurch weist der Day-Ahead Preis an der EXAA eine tendenziell geringere Volatilität auf als an der EPEX Spot und ermöglicht Marktteilnehmern eine Reduktion ihres Preisrisikos. Bedingt durch den frühen Auktionszeitpunkt und die engeren Preislimits spiegelt der Day-Ahead Preis an der EXAA in der Vergangenheit die Markteinschätzung der Händler sehr gut wieder und wies eine hohe Korrelation mit dem OTC-Preis auf (EXAA, 2014a).

Nach Abschluss des Day-Ahead Handels und der Veröffentlichung der Ergebnisse startet der Intraday Markt. An der EPEX Spot können Marktteilnehmer ab 15 Uhr am Vortag der Lieferung bis 75 Minuten vor der physischen Erbringung Intraday Geschäfte in oder aus der Lieferzone APG abschließen. Danach ist der Intraday Handel nur noch indirekt über Lieferzonen in Deutschland und Frankreich möglich und endet 45 Minuten vor der physischen Er-

³⁷ Es ist in diesem Zusammenhang jedoch zu erwähnen, dass Liefergeschäfte, die bereits mehrere Tage, Wochen oder Monate vor der physischen Lieferung vereinbart werden, keine kurzfristigen Vermarktungsmöglichkeiten im Sinne dieser Untersuchung darstellen, sondern vielmehr als Forward Kontrakte zu betrachten sind.

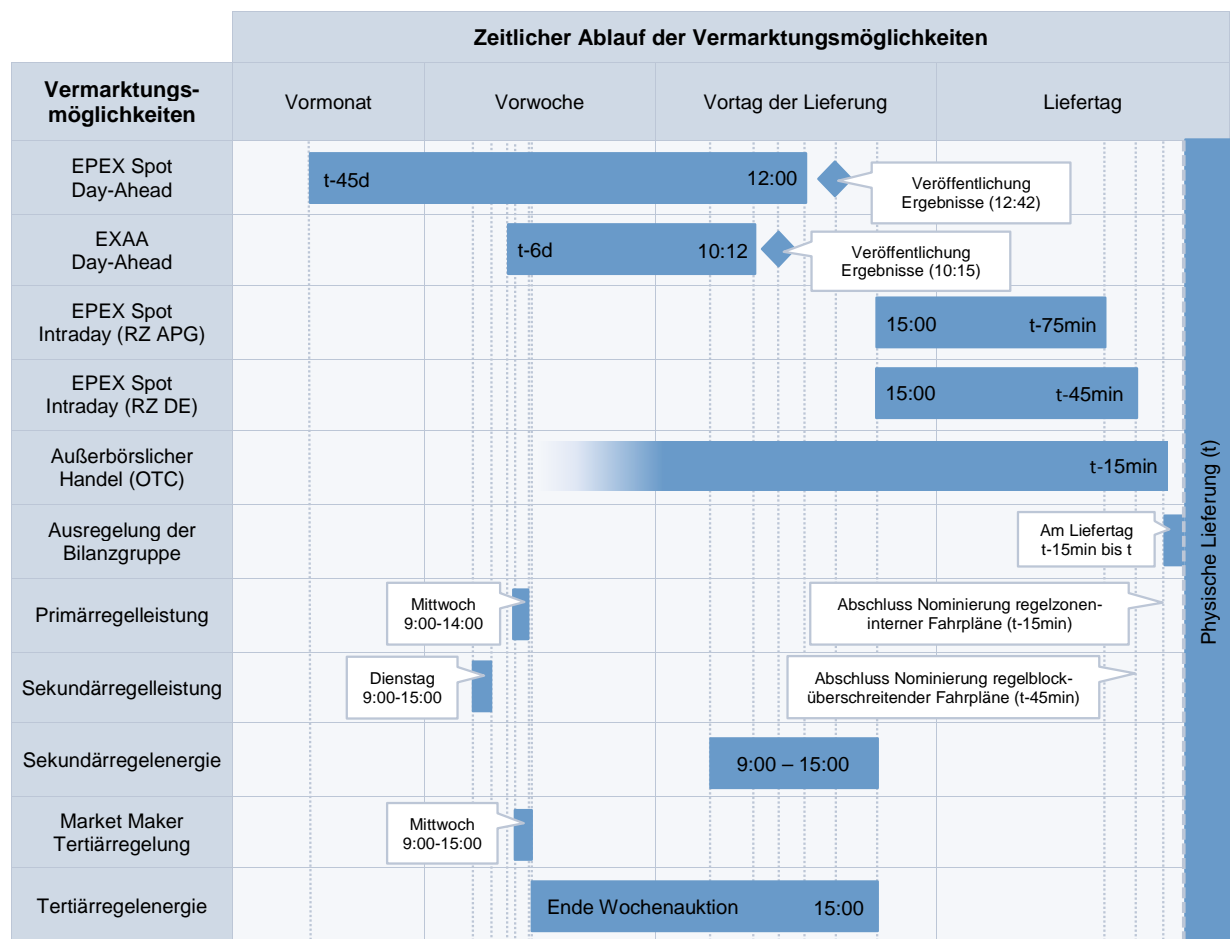
³⁸ Lt. Auskunft österreichischer Marktteilnehmer.

bringung. Neben dem Handel von Block- und Einzelstundenkontrakten können Marktteilnehmer über die Lieferzonen in Deutschland auch indirekt am Intraday Handel mit 15-Minuten Produkten teilnehmen. Der Handel dieser Produkte startet am Vortag der Lieferung um 16 Uhr und endet ebenso wie der Handel für Block- und Einzelstundenkontrakte 45 Minuten vor der physischen Erbringung. Marktteilnehmer nutzen den Intraday Handel vor allem zur kurzfristigen Anpassung ihres Portfolios. So werden beispielsweise Ersatzbeschaffungen oder Erzeugungsüberschüsse auf Grund von Prognoseabweichungen vorwiegend über den Intraday Handel glatt gestellt. Bedingt durch die kurze Vorlaufzeit bis zur physischen Erbringung weist Intraday Handel ein vergleichsweise geringes Handelsvolumen auf. In der Regel wird erst 4 bis 5 Stunden vor der Lieferung ein ausreichend hohes Niveau erreicht³⁸. Die Preise dies sich dabei einstellen, weisen in der Regel eine höhere Volatilität auf als am Day-Ahead Markt und können Werte von bis zu $\pm 9.999,99 \text{ €/MWh}$ erreichen. Auf Grund der hohen Dynamik und dem zeitweise äußerst attraktiven Preisniveau ist der Intraday Handel vor allem für Anlagen mit hoher Flexibilität äußerst interessant und stellt damit auch eine Alternative zur Vermarktung über den Regelreservemarkt dar.

Eine wesentliche Voraussetzung für die Teilnahme am Regelreservemarkt ist die Präqualifikation der Anlagen durch den Übertragungsnetzbetreiber. Haben Anbieter diese durchlaufen, so können sie ihre Anlagen sowohl über den Börsen- und OTC-Handel vermarkten als auch dem Regelzonenführer als Regelreserve anbieten. Die Beschaffung der Regelreserve erfolgt bereits in der Woche vor der physischen Lieferung. Als erstes werden die einzelnen Produkte der Sekundärregelleistung ausgeschrieben. Marktteilnehmer können am Dienstag zwischen 09:00 und 15:00 Uhr Gebote für die Bereithaltung von Sekundärregelleistung in der Folgewoche abgeben. Das bedeutet, dass die Marktteilnehmer bereits zu diesem Zeitpunkt abschätzen müssen, ob es für sie wirtschaftlich sinnvoller ist, ihre flexiblen Anlagen für den Regelreservemarkt vorzuhalten oder über den nachgelagerten Day-Ahead, Intraday bzw. OTC-Handel zu vermarkten. Dies führt zu Opportunitätskostenüberlegungen, welche sich auch in der Gebotslegung am Regelreservemarkt niederschlagen.

Am Tag nach der Beschaffung der Sekundärregelleistung erfolgt auch die Ausschreibung der Primärregelleistung bzw. des Market Maker für Tertiärregelung. Marktteilnehmer können im Zeitraum von 09:00 bis 14 Uhr Gebote für die Vorhaltung von Primärregelleistung abgeben bzw. in der Zeit von 09:00 bis 15:00 Uhr Gebote für die Funktion als Market Maker. Zugeschlagene Gebote verpflichten die Anbieter dazu, ihre Anlagen für einen Regelenergieabruf betriebsbereit zu halten. Während im Bereich der Primärregelung ein tatsächlicher Regelenergieabruf nicht separat abgegolten wird, ist dies im Bereich der Sekundär- und Tertiärregelung sehr wohl der Fall. Maßgeblich für einen Abruf ist dabei der Energiepreis (Arbeitspreis). Dieser kann in der Vorhaltewoche zwischen 09:00 und 15:00 Uhr für den Folgetag anpasst werden. Für die Tertiärregelenergie ist dies ab Ende der Wochenauktion bis 15 Uhr am Vortag Lieferung möglich. Durch die Änderung des Energiepreises können Anbieter die Abrufwahrscheinlichkeit ihrer Anlagen beeinflussen und deren Vermarktung weiter optimieren. Es ist jedoch zu berücksichtigen, dass die Anpassung des Gebotspreises nur in die gegen Null gehende Richtung möglich ist. Anbieter von Tertiärregelung, deren Anlagen nicht in der Market Maker Auktion berücksichtigt wurden, können diese explizit in der Tertiärregelenergieausschreibung anbieten. Die Ausschreibung stellt somit für diese Anbieter eine alternative Vermarktungsmöglichkeit zum Day-Ahead bzw. Intraday Markt dar. Da der Zuschlag für Tertiärregelenergie bereits um 15 Uhr am Vortag der Lieferung erfolgt, ist eine

Teilnahme an der Ausschreibung ohne Verlust von Vermarktungsoptionen im Intraday Handel möglich. Im Bereich der Sekundärregelung ist eine solche kurzfristige Entscheidung zwischen der Vermarktung als Regelenergie oder am Day-Ahead bzw. Intraday Markt derzeit noch nicht möglich, da der Abruf von Sekundärregelenergie nur aus akzeptierten Leistungsgeboten erfolgen kann. Eine Öffnung der Sekundärregelenergieausschreibung für Gebote ohne Leistungszuschlag würde Anbietern eine weitere Vermarktungsmöglichkeit bieten und wäre auch im Hinblick auf die Liquidität und das Preisniveau in diesem Marktsegment eine sinnvolle Maßnahme.



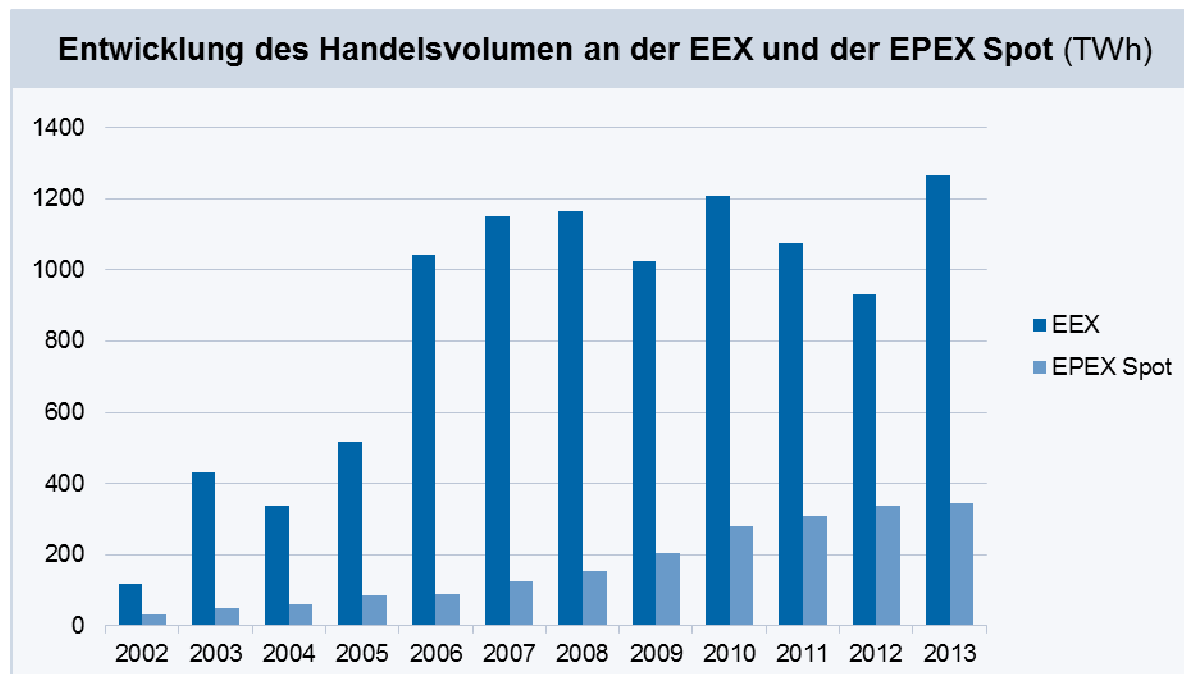
Quelle: Eigene Darstellung

Anmerkung: Außerbörslicher Handel (OTC) der mehrere Tage, Wochen oder Monate vor der physischen Lieferung stattfindet, stellt keine kurzfristige Vermarktungsmöglichkeit im Sinne dieser Untersuchung dar, sondern ist vielmehr als Forward Handel zu betrachten. Dies wird durch die schattierte Darstellung des Zeitbalkens in diesem Marktsegment in obiger Darstellung berücksichtigt.

Abbildung 8: Zeitlicher Ablauf der Vermarktungsmöglichkeiten im kurzfristigen physischen Stromhandel in Österreich

Abbildung 8 zeigt die verschiedenen Vermarktungsmöglichkeiten im Kurzfristhandel sowie deren zeitlichen Ablauf. Je nach Erlöserwartung und Kraftwerkportfolio werden die verfügbaren Kapazitäten in den einzelnen Teilmärkten angeboten bzw. die Vermarktungsstrategien optimiert. Grund- und Mittellastkraftwerke werden zumeist über längerfristige Verträge im Terminhandel vermarktet, Spitzenlastkraftwerke über die kurzfristigen Spot- und Regelreservermärkte, welche den Fokus dieser Arbeit darstellen. Bedingt durch die steigende Volatilität der Erzeugung und die sinkenden Preise am Terminmarkt gewinnt die kurzfristige Vermark-

tung über die Spot- und Regelreservemärkte immer mehr an Bedeutung. Dies zeigt sich auch am Anstieg des Handelsvolumens der EPEX Spot über die letzten Jahre (siehe Abbildung 9)³⁹. Ein eingehendes Verständnis für die Funktionsweise und Wechselwirkungen dieser Märkte sowie die Sicherstellung deren effizienter Funktionsweise ist daher von wesentlicher Bedeutung.



Quelle: (Statista, 2014)

Abbildung 9: Entwicklung des Volumens im Derivatehandel der EEX und dem Spothandel der EPEX Spot von 2002 bis 2012

3 Marktkonzentration und Liquidität

Der nun folgende Abschnitt widmet sich der Forschungsfrage 3, in welcher die Wettbewerbssituation im Kurzfristhandel näher beleuchtet werden sollte. Marktkonzentration und Liquidität am Großhandelsmarkt sind wichtige Maßstäbe für einen funktionierenden Wettbewerb. Die ersten weitreichenden Untersuchungen im Strombereich gab es im Rahmen der Sektorenuntersuchung der EU Kommission⁴⁰ (SEC(2006)1724), wobei festgestellt wurde, dass in den meisten Marktgebieten die Wettbewerbstiefe im Großhandelsbereich nicht ausreichend ausgeprägt ist. Seitdem wurden unterschiedliche Schritte, wie das 3. Energiepaket⁴¹ und weitere marktwirtschaftliche bzw. regulatorische Maßnahmen gesetzt, um den Wettbewerb im Großhandelsmarkt zu beleben. In diesem Abschnitt soll vor allem auf die Liquidität und Konzentration der kurzfristigen Stromhandelsmärkte eingegangen werden. Ein besonderer Fokus wird auf den Intraday und Regelreservemarkt gelegt, da diese durch den starken Zuwachs

³⁹ Der Anstieg der Handelsvolumina ist einerseits auf die höhere Liquidität in bestehenden Marktgebieten als auch auf die Ausweitung des Intraday Handels auf neue Marktgebiete zurückzuführen.

⁴⁰ Siehe <http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/>

⁴¹ Siehe z.B. <http://www.e-control.at/de/industrie/news/monats-archiv/oktober-2009/3-energiemarkt-liberalisierungspaket>

an volatiler Erzeugung zunehmend an Bedeutung gewinnen, im österreichischen Kontext aber nur bedingt untersucht wurden.

Die Marktkonzentration kann mit Hilfe unterschiedlicher Kennzahlen, wie der Marktkonzentrationsrate (CR) oder dem Herfindahl-Hirschman-Index (HHI), bestimmt werden. Die unterschiedlichen Berechnungsmethoden können in einzelnen Fällen zu unterschiedlichen Ergebnissen führen, da sie zum Teil divergierende Ansätze verfolgen und unterschiedliche Anforderungen an Datenumfang und -qualität stellen. Jedoch ist davon auszugehen, dass ein Markt, welcher bei der Betrachtung mit verschiedenen Methoden konzentriert erscheint, jedenfalls als solcher betrachtet werden kann⁴².

Unabhängig von der Berechnungsmethode muss vor der Bestimmung der Indikatoren eine sachliche und geographische Marktabgrenzung erfolgen, da diese das Ergebnis maßgeblich beeinflussen kann. Würde die Marktabgrenzung hinreichend unspezifisch gewählt werden, z.B. Energiemärkte in Europa, so wäre aufgrund der hohen Anzahl an Marktteilnehmern die Konzentration gering und keine aussagekräftigen Rückschlüsse über Marktmacht und Wettbewerb möglich. In der letzten Untersuchung des deutschen Bundeskartellamts zum deutsch-österreichischen Stromerzeugungs- und Großhandelsmarkt⁴³ zielt die Betrachtung auf Erzeugungseinheiten ab, da die sachliche Marktabgrenzung auf Basis des Erstabsatzes basiert. Die Begründung erfolgt unter anderem auf Basis der Tatsache, dass Elektrizität nur bedingt gespeichert werden kann:

„Dies gebietet im Zusammenhang mit der Abgrenzung der Elektrizitätsmärkte eine Herausnahme reiner Handelsgeschäfte. Die auf der Erzeugungsebene produzierte Elektrizität muss zwecks Erhaltung der Netzstabilität zu jedem Zeitpunkt – abgesehen von systembedingten Verlusten – identisch mit den auf der Endkundenstufe in der Summe nachgefragten Elektrizitätsmengen sein. Die Möglichkeiten zur Speicherung elektrischer Energie, etwa über Pumpspeicherkraftwerke, sind derzeit sehr begrenzt. Die Steuerung der an Letztverbraucher gelieferten Elektrizitätsmenge erfolgt deshalb im Wesentlichen über die entsprechende Steuerung der Erzeugungsmenge durch Zu- und Abschalten von Kraftwerken auf der Erzeugungsstufe. Der Markt für den Erstabsatz von Elektrizität spiegelt somit die tatsächlich aktiven Wettbewerbskräfte auf der Erzeugerstufe wieder.“ (Bundeskartellamt, 2011, S. 70)

Bei der geographischen Marktabgrenzung geht das Bundeskartellamt davon aus, dass die Anforderungen an einen deutsch-österreichischen Markt erfüllt sind. Die Untersuchung kommt in weiterer Folge zu dem Ergebnis, dass der Erstabsatzmarkt im untersuchten Beobachtungszeitraum hochkonzentriert war, und alle vier großen deutschen Erzeuger (EnBW, E.ON, RWE und Vattenfall) auf Basis des RSI und PSI in einer signifikanten Anzahl von Stunden unverzichtbare Anbieter waren. Auf das Zusammenspiel unterschiedlicher Marktsegmente mit physischer Erfüllung, wie Intraday oder Regelreserve, wird in der Untersuchung jedoch nicht direkt eingegangen.

Im nun folgenden Abschnitt wird die Konzentration und Liquidität der Kurzfristmärkte in Österreich untersucht. Dabei wird auf Grund der Datenlage, mit Ausnahmen für den Regelreservemarkt, keine abschließende Marktabgrenzung durchgeführt, wie sie für eine Marktmachtuntersuchung im engeren Sinne erforderlich wäre. Die ermittelten Konzentrationswerte stellen damit zwar einen Indikator für die Wettbewerbstiefe und Liquidität einzelner Handels-

⁴² Eine Übersicht über die für Stromgroßhandelsmärkte relevanten Indikatoren findet sich unter anderem in Teil 1 von (DG Comp, 2007)

⁴³ Siehe (Bundeskartellamt, 2011, S. 87ff)

plätze wie beispielsweise dem EXAA Day-Ahead Markt dar, sind jedoch nicht als Indikator für den gesamten Handel in diesem Marktsegment zu verstehen. Für den Regelreservemarkt war es aufgrund des umfassenden Datenmaterials auch möglich, eine Marktmachtuntersuchung im engeren Sinne durchzuführen.

3.1 Daten und Methodik

Ein Maß, mit dem die Marktkonzentration bestimmt werden kann, ist die Marktkonzentrationsrate (CR). Bei dieser wird der Marktanteil des größten Unternehmens (Einzelmacht) oder der größten Unternehmen (Gruppenmacht) gemessen und ins Verhältnis zum gesamten Markt gesetzt. Dies geschieht in einer ersten Stufe durch die Messung des Marktanteils der einzelnen Unternehmen, wobei zu beachten ist, dass verschiedene Bezugsgrößen, wie etwa Mengen oder Umsätze, herangezogen werden können.

$$a_i = \frac{x_i}{\sum_{j=1}^n x_j} \quad (1)$$

a_i Marktanteil des Unternehmens i
 x Bezugsgröße für Marktanteil
 j Gesamtzahl der Unternehmen

Neben der Bestimmung des Marktanteils eines Unternehmens kann auch der gemeinsame Marktanteil mehrerer Unternehmen durch Summieren der einzelnen Marktanteile ermittelt werden (z.B. CR₃). Wie viele Unternehmen zur Messung der Gruppenmacht herangezogen werden, ist markt- und situationsabhängig.

$$CR_j = \sum_{i=1}^j a_i \quad (2)$$

CR_j Gemeinsamer Marktanteil der j Unternehmen
 a_i Marktanteil des Unternehmens i
 j Anzahl der betrachteten Unternehmen

Ein Konzentrationsmaß für die gesamte Verteilung des Marktes stellt der Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) dar. Dieser wird durch Aufsummieren der quadrierten Marktanteile aller Anbieter berechnet. Üblicherweise wird der dabei ermittelte Prozentwert mit dem Faktor 10.000 multipliziert.

$$HHI = \sum_{i=1}^n a_i^2 * 10000 \quad (3)$$

HHI Herfindahl-Hirschman-Index
 a_i Marktanteil des Unternehmens i
 n Gesamtzahl der Unternehmen

Der HHI kann Werte zwischen 0 und 10.000 annehmen, wobei ein HHI von 0 mit minimaler Konzentration bzw. Gleichverteilung und ein HHI von 10.000 mit maximaler Konzentration

bzw. einem Monopol gleichzusetzen ist. Ab einem Wert von 1.000 geht man von einem mäßig konzentrierten Markt aus, bzw. über 1.800 von einem hoch konzentrierten Markt.

3.2 Ergebnisse Day-Ahead Markt

Für den Day-Ahead Handel in Österreich sind vor allem die beiden Börsen EPEX Spot und EXAA von Bedeutung. Die Liquidität und Handelskonzentration an der EPEX Spot wurde bereits im Rahmen mehrerer Untersuchungen und Studien betrachtet. So analysieren beispielsweise die Bundesnetzagentur⁴⁴ und das Bundeskartellamt in ihren jährlichen Monitoring Berichten die Handelskonzentration über das gesamte Day-Ahead Volumen. Bei den Anteilen der fünf umsatzstärksten Unternehmen am Gesamtumsatz, also dem CR5-Index, wurde für das Jahr 2012 ein Anteil von 39 Prozent auf der Kaufseite und 49 Prozent auf der Verkaufsseite errechnet. Bei der Aggregation über die Verkaufs- und Kaufseite ergibt sich ein CR5-Index von 42 Prozent. Obwohl die Konzentration nach Kaufvolumen seit dem Jahr 2009 steigt und auf der Verkaufsseite rückläufig ist, bestand im Jahr 2012 auf der Verkaufsseite weiterhin eine höhere Konzentration. Dies ist möglicherweise, wie im vorangegangenen Abschnitt beschrieben, auf eine zumindest moderate Marktkonzentration in der Stromerzeugung zurückzuführen.

	Kauf nach gehandelter Menge				Verkauf nach gehandelter Menge			
	HHI	CR3 Anteil in %	CR4 Anteil in %	CR5 Anteil in %	HHI	CR3 Anteil in %	CR4 Anteil in %	CR5 Anteil in %
Jan 2013	472,04	25,88	32,04	38,04	589,69	32,50	37,05	41,19
Feb 2013	1013,26	46,53	51,25	55,38	699,75	36,30	41,98	47,18
Mär 2013	404,22	22,38	29,09	34,70	548,95	30,10	36,07	41,05
Apr 2013	488,43	27,70	33,30	38,82	558,24	30,76	37,13	43,14
Mai 2013	663,03	34,52	41,66	48,18	505,78	27,54	32,85	37,72
Jun 2013	460,31	25,91	31,43	36,87	587,53	34,31	38,46	41,74
Jul 2013	513,77	30,19	35,81	39,43	657,49	34,83	39,30	43,45
Aug 2013	497,64	29,52	36,02	40,39	477,12	26,47	32,74	38,93
Sep 2013	578,68	33,56	40,53	45,09	500,86	29,76	35,17	39,77
Okt 2013	680,83	34,80	40,43	45,37	387,94	20,77	25,88	30,85
Nov 2013	398,49	22,03	27,67	33,04	412,77	22,68	28,32	33,33
Dez 2013	446,66	25,39	30,58	35,59	395,80	21,84	27,70	33,03

Quelle: E-Control Marktstatistik

Tabelle 2: Konzentrationskennzahlen für den EXXA Day-Ahead Markt

Im Rahmen der Marktstatistik⁴⁵ der E-Control sowie der EXAA Market Analysis⁴⁶ werden monatlich die Konzentrationskennzahlen CR und HHI für die österreichische Strombörse EXAA, getrennt nach Kauf und Verkauf, ausgewiesen. Wie aus den Marktstatistikdaten in Tabelle 2 ersichtlich, liegt die Konzentration auf Basis des CR5 in einigen Monaten über dem Jahresdurchschnittswert der EPEX Spot. Prinzipiell weisen jedoch beide Handelsplätze ein

⁴⁴ Siehe (Bundesnetzagentur, 2014, S. 119)

⁴⁵ Siehe <http://www.e-control.at/de/statistik/strom/marktstatistik/stromboersen>

⁴⁶ Siehe <http://www.exaa.at/de/marktdaten/market-analysis>

ähnliches Konzentrationsniveau auf. Der HHI variiert über das Jahr gesehen zwischen einem Wert von knapp 400 und 1.000, liegt jedoch generell unter der Schwelle von 1.000, bei welcher von einem mäßig konzentrierten Markt auszugehen ist. Des Weiteren zeigt sich in der Analyse auch, dass die Marktkonzentration im zeitlichen Verlauf eine fallende Tendenz aufweist.

3.3 Ergebnisse Intraday Markt

Zur Bestimmung der Konzentration im Intraday Markt werden die Daten der EPEX Spot herangezogen. Für den untertägigen OTC-Handel standen im Beobachtungszeitraum keine Informationen zur Verfügung. Die Daten der EPEX Spot beziehen sich auf den Intraday Handel unter Beteiligung der Lieferzone APG. Dadurch wird dem Umstand Rechnung getragen, dass der österreichische Intraday Handel an der EPEX Spot über ein eigenes Orderbook erfolgt. Die Lieferzone APG stellt damit zumindest an der Strombörse EPEX Spot eine eigenständige Gebotszone dar. Auf Grund des gewöhnlich sehr hohen grenzüberschreitenden Handels in diesem Marktsegment stellt die Lieferzone APG jedoch kein eigenes Marktsegment im ökonomischen oder wettbewerbsrechtlichen Sinn dar.

Die erste Methode, die zur Ermittlung der Marktmacht herangezogen wird, ist die Konzentrationsrate. Bei der Messung der Gruppenmacht am Intraday Markt Strom wurde der Marktanteil der jeweils drei größten Unternehmen (CR3) berechnet. Tabelle 3 zeigt die Konzentrationsrate der an der EPEX Spot gehandelten Intraday Produkte für 2012 und 2013. Die Tabelle ist in die Teilmärkte „Kauf“ und „Verkauf“ unterteilt, bei denen jeweils die drei Top Unternehmen, gemessen an deren Gebots- bzw. Angebotsmengen mit deren gemeinsamen Marktanteil und der Gesamtanzahl der Marktteilnehmer angeführt sind. In den Zeilen finden sich für die einzelnen Teilmärkte die unterschiedlichen Stundenprodukte wieder. Generell liegt die Konzentrationsrate auf allen Teilmärkten und bei allen Produkten über 50%. Jedoch ist bei allen Kategorien die CR3 in den Offpeak-Stunden deutlich höher als während der Peak-Stunden, was auf die niedrigere Marktteilnehmeranzahl während der Offpeak-Stunden zurückgeführt werden kann. Vergleicht man die „Kauf“ und „Verkauf“ Gebote miteinander, so zeigt sich, dass der Unterschied der Konzentrationsraten zwischen den „Kauf“ Produkten höher ausfällt als zwischen den „Verkauf“ Produkten. Jedoch ist auf keinem der beiden Teilmärkte die CR3 generell höher als auf dem Anderen.

Marktkonzentrationsrate CR3 am EPEX Spot Intraday Markt (Lieferzone APG)								
Produkt	Kauf				Verkauf			
	2012		2013		2012		2013	
	Marktanteil Top 3	Anzahl Käufer	Marktanteil Top 3	Anzahl Käufer	Marktanteil Top 3	Anzahl Verkäufer	Marktanteil Top 3	Anzahl Verkäufer
1:00	89%	7	89%	13	87%	7	77%	15
2:00	75%	8	89%	13	92%	5	79%	16
3:00	71%	10	86%	13	91%	6	75%	16
4:00	80%	8	81%	16	84%	7	77%	15
5:00	80%	8	81%	13	83%	8	74%	16
6:00	82%	8	79%	11	84%	7	78%	13
7:00	68%	8	73%	14	85%	5	67%	14
8:00	70%	7	65%	17	77%	6	60%	14

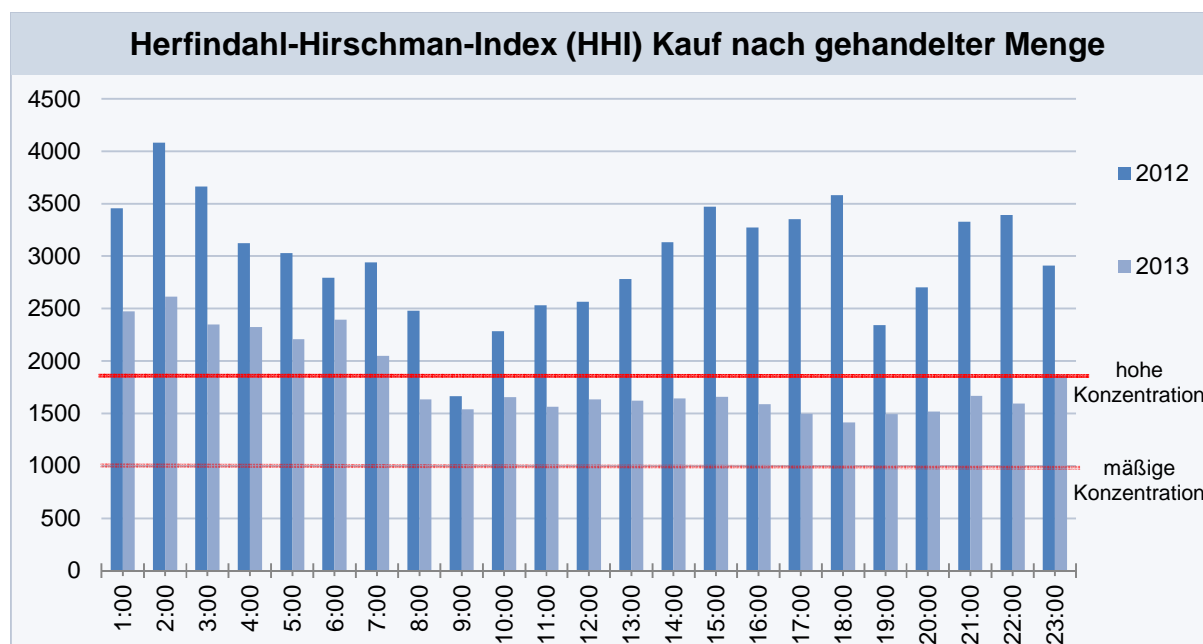
9:00	67%	8	68%	15	60%	9	58%	18
10:00	69%	9	57%	19	77%	8	63%	17
11:00	75%	9	59%	17	83%	11	60%	20
12:00	66%	11	57%	18	83%	11	63%	20
13:00	70%	11	58%	21	84%	10	62%	21
14:00	60%	11	58%	23	88%	10	62%	22
15:00	69%	10	56%	23	87%	9	62%	22
16:00	64%	10	57%	22	87%	11	60%	22
17:00	64%	11	50%	21	88%	10	56%	22
18:00	65%	11	51%	20	89%	9	57%	22
19:00	71%	11	54%	22	74%	11	60%	21
20:00	66%	11	53%	21	81%	11	60%	22
21:00	74%	11	52%	23	85%	10	64%	21
22:00	78%	9	61%	20	87%	11	58%	22
23:00	77%	10	68%	20	86%	11	65%	21
24:00	72%	11	69%	21	78%	11	66%	22

Anmerkungen: Daten von 2012 erst ab 16. Oktober 2012 vorhanden; Daten ohne Wochenende und Feiertage

Quelle: EPEX Spot, eigene Berechnungen

Tabelle 3: Marktkonzentrationsrate (CR 3) am EPEX Spot Intraday Markt für die Lieferzone APG

Das zweite Konzentrationsmaß, mit der die Marktkonzentration am EPEX Spot Intraday Markt gemessen wird, ist der HHI. Abbildung 10 zeigt den HHI der gehandelten Kauf-Menge. Ähnlich der Konzentrationsrate lässt der HHI auch hier in den Offpeak-Stunden auf eine höhere Marktkonzentration schließen. In den Stunden von 1:00 bis 7:00 liegt der HHI in beiden Jahren über 1.800. 2012 liegt der HHI bis auf das 9:00 Uhr Produkt im Hochkonzentrationsbereich. 2013 weist der HHI bei den restlichen Produkten auf mäßige Konzentration hin.

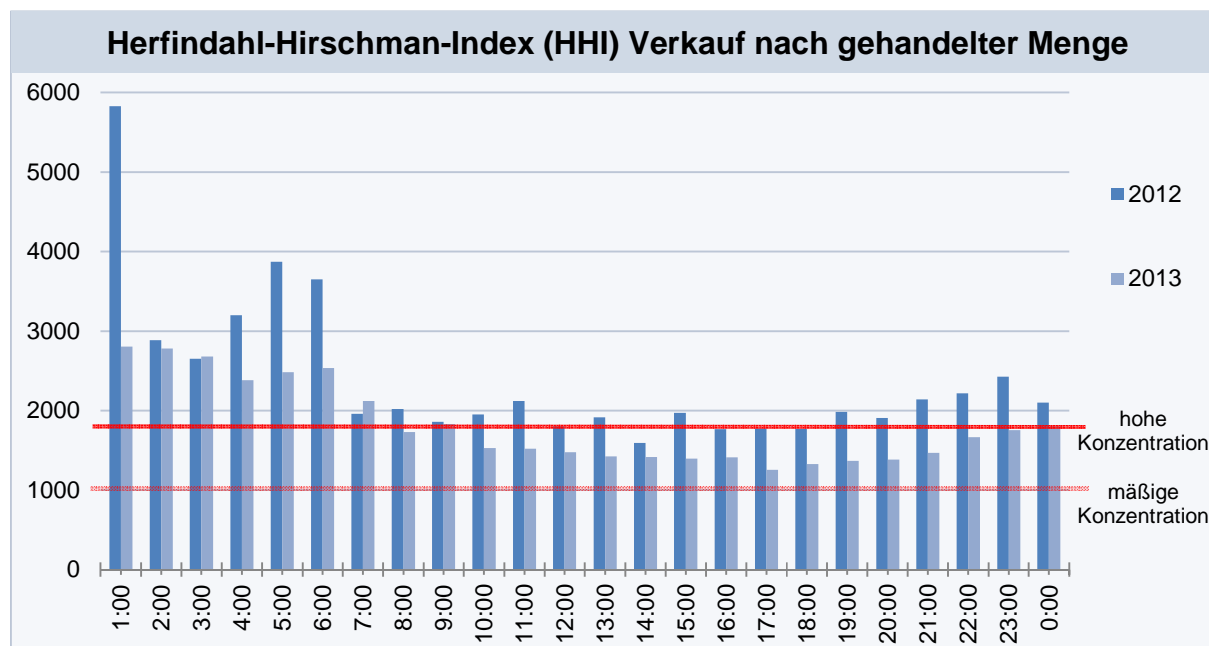


Anmerkungen: Daten von 2012 erst ab 16. Oktober 2012 vorhanden; Daten ohne Wochenende und Feiertage

Quelle: EPEX Spot, eigene Berechnungen

Abbildung 10: Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) nach gehandelter Menge für „Kauf“ Produkte in der EPEX Spot Lieferzone APG

Auch der HHI der gehandelten Verkauf-Menge in Abbildung 11 zeigt das Bild von hoher Konzentration während der Offpeak-Stunden und mäßiger Konzentration während der Peak-Stunden. Wie bei den vorherigen Analysen ist der HHI 2012 meist höher als im Jahr 2013.



Anmerkungen: Daten von 2012 erst ab 16. Oktober 2012 vorhanden; Daten ohne Wochenende und Feiertage

Quelle: EPEX Spot, eigene Berechnungen

Abbildung 11: Herfindahl-Hirschman-Index Verkauf nach gehandelter Menge

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass es sich beim EPEX Spot Intraday Markt um einen konzentrierten Markt handelt. Sowohl die Analyse der Konzentrationsrate (CR3) als auch des HHI kommen zu dem Ergebnis, dass die Konzentration während der Offpeak-Stunden aufgrund der geringeren Anzahl an Marktteilnehmern höher ist als während der Peak-Stunden, in denen mäßige Konzentration herrscht.

3.4 Ergebnisse Regelreservemärkte

Aufgrund der speziellen Ausgestaltung der Regelreservemärkte sind diese nicht mit anderen Stromgroßhandelsmärkten vergleichbar. Die Nachfrage wird vom Regelzonenführer vorgegeben, der wöchentlich eine bestimmte Mengen an Regelleistung nachfragt. Präqualifizierte Anbieter können an den Auktionen teilnehmen. Nachgefragt werden verschiedene Produkte der einzelnen Regelungsarten.

Räumlich ist der Markt auf die österreichische Regelzone beschränkt. Eine Ausnahme bildet die Primärregelreserve, die seit Juli 2013 gemeinsam mit der Schweiz beschafft wird. Die sachliche Abgrenzung erfolgt durch die Einschränkung der Analyse auf die über Auktionen beschafften Regelleistungsprodukte der Primär-, Sekundär- und Tertiärregelreserve. Untersucht wird im Folgenden der Zeitraum 2012 und 2013. Sofern auf präqualifizierte Leistungen Bezug genommen wird, wird der Stand von Ende 2013 betrachtet.

Im Folgenden wird der summierte Marktanteil der drei größten Anbieter (CR3), sowie der HHI berechnet. Bei der Messung der Konzentrationsraten wird an verschiedene Bezugsgrö-

ßen angeknüpft. Dies sind die in den Ausschreibungen gebotenen Leistungsmengen, die zugeschlagenen Leistungsmengen, der Umsatz⁴⁷ sowie die präqualifizierte Leistung für die einzelnen Regelungsarten. Bei den präqualifizierten Leistungen wird auf das gesamte präqualifizierte (positive und negative) Regelleistungsband Bezug genommen.

3.4.1 Primärregelreservemarkt

Der Primärregelreservemarkt stellt sich als der am stärksten konzentrierte Regelreservemarkt dar (siehe Tabelle 4). Der Grund dafür ist in den hohen technischen Anforderungen für Kraftwerke der Primärregelreserve zu sehen. Nur wenige Anlagen können diese erfüllen. Zudem zeigt sich eine starke Konzentration der präqualifizierten Leistung bei bestimmten Anbietern.

CR3 und HHI Primärregelreservemarkt				
	Gebotene Menge	Akzeptierte Menge	Umsatz	Präqualifizierte Leistung
CR3	93%	91%	91%	95%
HHI	5.352	5.582	5.217	7.111

Quelle: Eigene Berechnungen

Tabelle 4: Marktkonzentrationsrate (CR3) und Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) im Primärregelreservemarkt auf Basis von Leistungsmenge, Umsatz und präqualifizierter Leistung

3.4.2 Sekundärregelreservemarkt

Da im Bereich der Sekundärregelleistung bis März 2013 auch 4-Wochen-Auktionen durchgeführt wurden, werden die Gebote der 4-Wochen-Auktionen und der jeweiligen 1-Wochenauktionen zusammengeführt, um eine einheitliche Auswertung zu gewährleisten. Berücksichtigt wurden auch Gebote, die erst in der zweiten oder dritten Ausschreibung (Second und Last Call) zum Zug kamen. Die Auswertung erfolgt sowohl nach einzelnen Produkten, als auch für das Gesamtergebnis der Ausschreibung, in welches die verschiedenen Produkte gewichtet nach ihrer Vorhaltdauer eingehen.

CR3 im Sekundärregelreservemarkt				
Produkt Alias	gebotene Mengen	akzeptierte Mengen	Umsatz	präqualifizierte Kraftwerksleistung
SRL_Peak_+	94%	94%	94%	-
SRL_Peak_-	93%	92%	93%	-
SRL_OffPeak_+	94%	93%	93%	-
SRL_OffPeak_-	92%	91%	92%	-
SRL_Weekend_+	94%	94%	94%	-
SRL_Weekend_-	93%	92%	93%	-
Gesamtergebnis	93%	93%	93%	90%

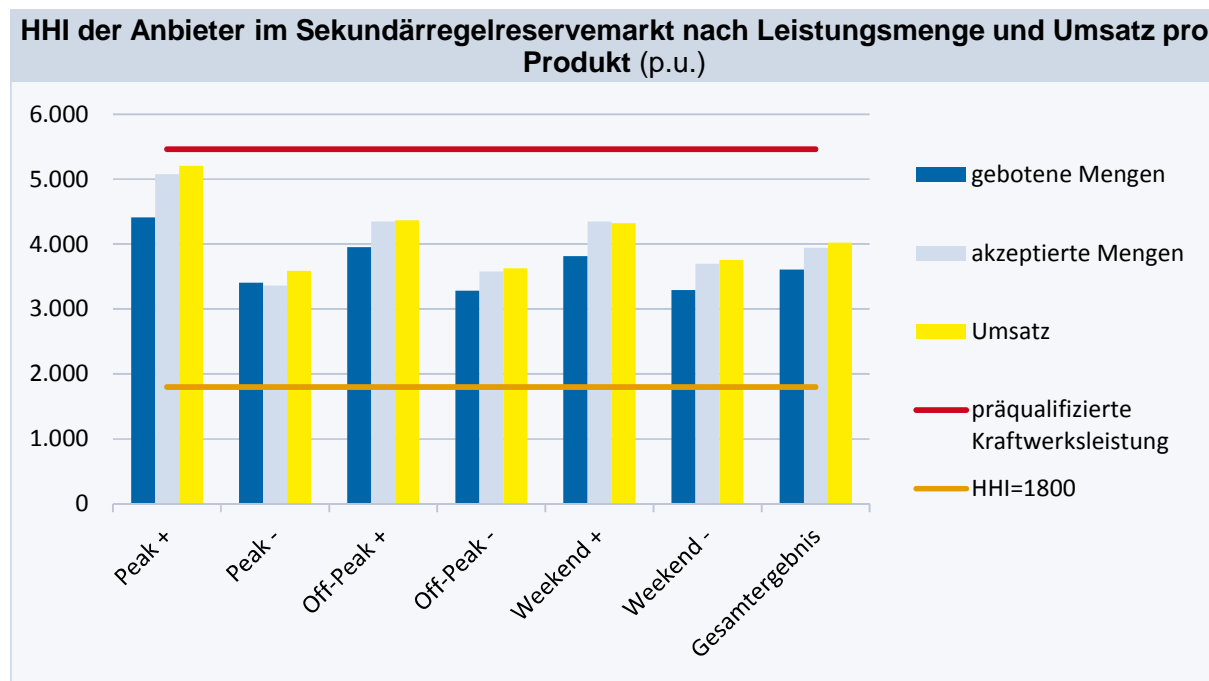
Quelle: Eigene Berechnungen

Anmerkung: Der Umsatz berücksichtigt die Erlöse der Leistungsausschreibung jedoch nicht jene der Energieabrufe. Auch die untersuchten Mengen entsprechen jenen der Leistungsausschreibung.

Tabelle 5: Marktkonzentrationsrate (CR3) im Sekundärregelreservemarkt auf Basis von Leistungsmenge und Umsatz

⁴⁷ Errechnet aus akzeptierter Menge und Preis für die Vorhaltung

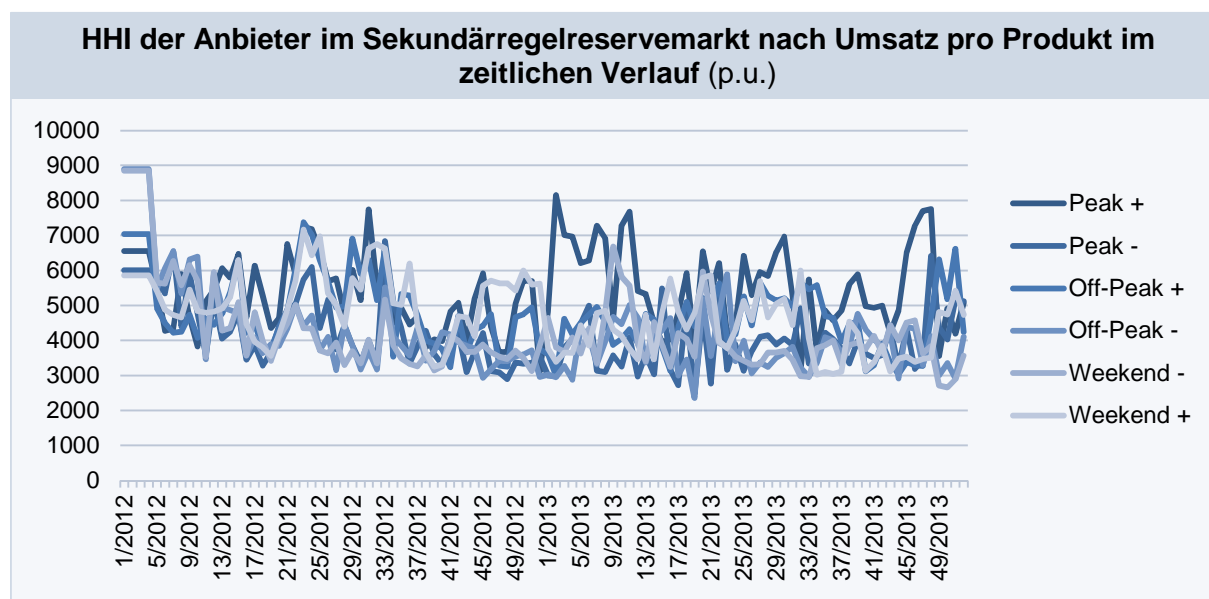
Wie anhand der Marktkonzentrationsrate erkennbar, ist auch der Sekundärregelreservemarkt sehr stark konzentriert (siehe Tabelle 5). Der CR3 liegt bei allen Produkten und unterschiedlichen Bezugsgrößen über einem Wert von 90%. Diese hohe Konzentration spiegelt sich auch im HHI wider. Wie in der grafischen Darstellung in Abbildung 12 ersichtlich, liegt der HHI sowohl bei positiven als auch bei negativen Produkten jeweils deutlich über einem Wert von 1.800.



Quelle: Eigene Berechnungen

Anmerkung: Der Umsatz berücksichtigt die Erlöse der Leistungsausschreibung jedoch nicht jene der Energieabrufe. Auch die untersuchten Mengen entsprechen jenen der Leistungsausschreibung.

Abbildung 12: Herfindahl-Hirschmann-Index (HHI) im Sekundärregelreservemarkt



Quelle: Eigene Berechnungen

Anmerkung: Der Umsatz berücksichtigt die Erlöse der Leistungsausschreibung jedoch nicht der Energieabrufe.

Abbildung 13: Zeitlicher Verlauf des Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) im Sekundärregelreservemarkt

Die Marktanteile der einzelnen Anbieter sowie der HHI sind in den einzelnen Wochen durchaus unterschiedlich. Dennoch zeigt sich, dass der HHI selbst in den Wochen und bei den Produkten mit der geringsten Konzentration selten unter einen Wert von 3.000 fällt und der Markt daher für den gesamten Betrachtungszeitraum als hoch konzentriert anzusehen ist (siehe Abbildung 13).

3.4.3 Tertiärregelung

Die im Rahmen der Tertiärregelausschreibung beschaffte Leistung wurde in der Marktkonzentrationsanalyse aus Gründen der Übersichtlichkeit in die vier Gruppen Ausfallsreserveleistung wochentags, Ausfallsreserveleistung wochenends, negative Tertiärregelleistung wochentags und negative Tertiärregelleistung wochenends aufgeteilt.

Wie die Analyse zeigt, ist der Markt für Ausfallsreserve und Tertiärregelung deutlich weniger konzentriert als die anderen Regelreservemärkte in Österreich. Grund hierfür sind die deutlich geringeren technischen Anlagenanforderungen, die auch von vielen kleineren Anbietern erfüllt werden können. Die ermittelten HHI-Werte liegen dennoch durchgängig um einen Wert von 3.000 oder darüber, so dass auch der Markt für Ausfallsreserve und Tertiärregelung als hochkonzentriert anzusehen ist.

CR3 und HHI im Ausfalls- und Tertiärregelreservemarkt													
	Mo-Fr						Sa+So						
	ARL+			TRL-			ARL+			TRL-			
	Geb. Menge (MW)	Akz. Menge (MW)	Umsatz (€)	Geb. Menge (MW)	Akz. Menge (MW)	Umsatz (€)	Geb. Menge (MW)	Akz. Menge (MW)	Umsatz (€)	Geb. Menge (MW)	Akz. Menge (MW)	Umsatz (€)	präqualifizierte Leistung
CR3	79%	79%	78%	88%	89%	85%	83%	84%	86%	85%	86%	82%	83%
HHI	3.337	3.746	3.824	3.562	3.935	3.560	3.563	4.259	4.560	3.318	3.194	2.991	3.627

Quelle: Eigene Berechnungen

Anmerkung: Der Umsatz berücksichtigt die Erlöse der Leistungsausschreibung, jedoch nicht jene der Energieabrufe. Auch die untersuchten Mengen entsprechen jenen der Leistungsausschreibung.

Tabelle 6: Marktkonzentrationsrate (CR3) und Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) im Ausfalls- und Tertiärregelreservemarkt nach Leistungsmenge und Umsatz pro Produkt

3.4.4 Zusammenfassung

Wie in den vorangegangenen Abschnitten im Detail gezeigt wurde, stellt sich der Regelreservemarkt über alle Regelungsarten und Produkte hinweg als hoch konzentriert dar. Dies trifft gemessen am HHI am stärksten auf den Primärregelleistungsmarkt zu und am geringsten auf den Markt für Ausfalls- und Tertiärregelreserve.

Zusammenfassend zeigt Tabelle 7 die Marktkonzentrationsrate (CR3) und den HHI auf Basis des Umsatzes in den einzelnen Teilmärkten (ohne Untergliederung nach Produkten.) Diese

Darstellung bietet sich an, da in den Umsatz sowohl die Mengen- als auch die Preiskomponenten miteinfließen.

CR3 und HHI für alle Regelungsarten			
	Primärregelung	Sekundärregelung	Tertiärregelung
CR3	91%	93%	79%
HHI	5.217	4.020	3.490

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 7: Marktkonzentrationsrate (CR3) und Herfindahl-Hirschman-Index (HHI) in den verschiedenen Regelreservemärkten auf Basis des Umsatzes

4 Wirkungszusammenhänge im physischen Stromhandel

Im Rahmen einer gemeinsamen Studie mit Frontier Economics wurden die Wirkungsmechanismen im kurzfristigen physischen Stromhandel in Österreich untersucht. Ziel des Projekts war es, das Verständnis für die Treiber der Preis- und Mengenentwicklungen auf den Day-Ahead, Intraday und Regelreservemärkten zu vertiefen und weiterzuentwickeln und dadurch Forschungsfrage 4 der vorliegenden Untersuchung zu klären. Basierend auf energiewirtschaftlichen und ökonometrischen Erwägungen wurden Preis- und Mengenmodelle für die drei Marktsegmente Day-Ahead, Intraday und Regelreserve abgeleitet, welche nachfolgend beschrieben werden.

4.1 Fragestellungen und Methodik

Die zentrale Fragestellung der Untersuchung war, welche Zusammenhänge zwischen Fundamentaldaten bzw. den Preisentwicklungen auf Alternativmärkten und den Preis- und Mengenentwicklungen im Day-Ahead, Intraday und Regelreservemarkt identifiziert werden können. Neben einer Analyse der Fundamentaldaten war somit ein wichtiges Ziel der Untersuchung, festzustellen, inwieweit alternative Vermarktungsmöglichkeiten die Preisbildung und möglicherweise zu einem geringeren Grad die Mengenbildung in den einzelnen Kurzfristmärkten beeinflussen können.

Als Grundlage der Analyse wurde ein einstufiges „error-correction model“ (ECM)⁴⁸ gewählt, da es den Anforderungen einer Fundamentaldatenanalyse gerecht werden kann. Während aus Sicht des Risikoanalysten oder Händlers in der Regel auf Modelle und mathematische Ansätze aus der Finanzwirtschaft, wie GARCH, Monte Carlo Simulationen, etc., zurückgegriffen wird, bietet sich ein ECM-Modell insofern an, als dass es eine direkte Interpretation der Ergebnisse als Zusammenhänge zwischen exogenen Treibern und zu erklärenden Variablen, im vorliegenden Fall Preise und Mengen, zulässt. Aus ökonometrischer Sicht besteht im ECM darüber hinaus der Vorteil, dass es sowohl auf stationäre wie auch auf integrierte

⁴⁸ In einem Modell mit lediglich einer abhängigen oder erklärenden Variable x , ergibt sich in der Regressionsgleichung der Formel $\Delta y_t = \beta_0 + \beta_1 y_{t-1} + \beta_2 x_{t-1} + \beta_3 \Delta x_t + \varepsilon_t$ folgende Interpretation der Koeffizienten, welcher auch für die nachfolgenden Tabellen Gültigkeit hat: β_1 misst die Geschwindigkeit mit der das Modell zum Gleichgewicht zurückkehrt; β_2 entspricht dem kurzfristigen Einfluss von x auf y ; β_2/β_1 dem langfristigen Effekt.

Zeitreihen anwendbar ist und somit mögliche Schwierigkeiten bei der Anwendung des „ordinary least squares“ (OLS) Schätzers auf integrierte Zeitreihen vermieden werden können.

Das zentrale Problem bei der Anwendung des ECM-Modells, bzw. bei den meisten ökonomischen Modellen, stellt die Bewertung und Verfeinerung des Modells dar. Da bei der vorliegenden Regressionsanalyse Preise oder Mengen, jeweils auf der linken Seite der Regressionsgleichung, durch eine Reihe abhängiger Variablen, also jenen auf der rechten Seite der Regressionsgleichung, erklärt werden sollen, besteht bei einer ad-hoc Herangehensweise die Gefahr, dass bei der Auswahl der unabhängigen Variablen die Spezifikation der Gleichung letztlich nicht nachvollziehbar und „zufällig“ ist. Es ist somit essentiell, so weit als möglich auszuschließen, dass die Ergebnisse lediglich aus einer willkürlichen Zusammenstellung der erklärenden Variablen entstehen, da dies die quantitativen Effekte sehr stark verzerren würde. Einerseits können so mögliche (Schein-)Zusammenhänge entstehen, welche bei einem anderen Modellaufbau nicht vorhanden gewesen wären oder aber es werden Effekte unterschätzt bzw. sogar übersehen, obwohl diese einen wichtigen Teil des wahren Modells darstellen. In der vorliegenden Analyse wurden daher die grundsätzlich möglichen Treiber aus energiewirtschaftlichen und theoretischen Überlegungen heraus selektiert und danach die Modellgüte als entscheidendes Kriterium angewandt.

Die Modellgüte kann dabei nach unterschiedlichen Punkten bewertet werden. Prinzipiell wird davon ausgegangen, dass bei einem passenden Modell die Vorzeichen der Koeffizienten (β_0, β_1, \dots) zu den Fundamentalüberlegungen passen, da ansonsten davon auszugehen ist, dass u.a. eine Missspezifikation des Modells vorliegt, Variablen ausgelassen wurden, oder Multikollinearität⁴⁹ vorliegt. Bei einem ECM-Modell muss darüber hinaus der EC-Term (β_1) zwischen -1 und 0 liegen. Als weitere Kriterien wurden das Bestimmtheitsmaß, das adjustierte R^2 , der RMSE („root mean squared error“), sowie bei der Auswahl der Lags die Informationskriterien AIC und Schwarz-Bayes herangezogen⁵⁰. Nach der Schätzung wurden die notwendigen „Post-Estimation“ Tests⁵¹ zur statistischen Eignung des Modells angewendet, vor allem im Hinblick auf die Residuen e_t . Zudem wurde der Robustheit des Modells ein großer Stellenwert eingeräumt, so dass bei einem passenden Modell die Pfadunabhängigkeit ebenfalls im Vordergrund stand und keine mechanistische Auswahl bei der Behandlung von statistisch insignifikanten erklärenden Variablen erfolgte.

Das finale Modell entspricht den oben genannten Kriterien der Modellgüte und enthält somit lediglich jene erklärenden Variablen, die ökonomisch „richtige“ Vorzeichen aufweisen und statistisch signifikante Koeffizienten besitzen. Ein Abweichen von der letzteren Anforderung kann in einzelnen Fällen gerechtfertigt sein, falls es sich um eine kleine Stichprobe handelt

⁴⁹ Ein direkter linearer Zusammenhang zwischen zwei oder mehreren unabhängigen Variablen

⁵⁰ Als Lags werden zum Zeitpunkt t die Beobachtungen der Vorperiode bezeichnet, also jeweils die Höhe i bei den $t - i$, $i = 1, \dots$, Termen. Die Informationskriterien AIC und Schwarz-Bayes liefern die Entscheidungsgrundlage dafür, die für das Modell relevante Anzahl oder Höhe, i , zu bestimmen. Die Kriterien stellen die Komplexität des Modells der jeweiligen Aussagekraft gegenüber, wobei sich das AIC und Schwarz-Bayes hinsichtlich der Berechnungsmethodik unterscheiden und Letzteres eine höhere „Bestrafung“ für Modellkomplexität ausweist.

⁵¹ Ökonometrische Modelle beruhen auf Annahmen, welche zwingend erfüllt werden müssen, damit die Ergebnisse Gültigkeit haben. Dies wird mit den sogenannten Post-Estimation Tests sichergestellt.

oder die statistischen Eigenschaften des Modells durch die Elimination insignifikanter Treiber verschlechtert werden. Hinsichtlich der Funktionsform, wie Log, Semi-Log oder Polynome, wurde ebenfalls nach den oben beschriebenen Kriterien vorgegangen. Das Basismodell ist im Gegensatz dazu kein reduziertes Modell, welches diesen Kriterien entsprechen muss, sondern enthält im ersten Schritt alle Treiber, welche für die Analyse grundsätzlich in Frage kommen.

Die konkrete Ausgestaltung der einzelnen Modelle richtet sich somit nach den jeweils relevanten energiewirtschaftlichen und ökonometrischen Überlegungen, die je nach Teilmarkt leicht unterschiedlich ausfallen können. Vor allem bei Regelreserveprodukten ist durch das abweichende geographische Marktgebiet (Österreich, und nicht Österreich/Deutschland) eine andere Vorgehensweise empfehlenswert. In Abschnitten 2 zu den einzelnen Teilmärkten wird daher näher auf die energiewirtschaftlichen und theoretischen Überlegungen, welche die Auswahl der finalen Modelle beeinflusst haben, eingegangen.

4.2 Daten und deskriptive Statistiken

Ausgehend von Fundamentalüberlegungen zur Merit Order, der Stromnachfrage sowie den Opportunitätskosten bei Regelreserveprodukten wurden für die einzelnen Teilmärkte unterschiedliche mögliche Treiber identifiziert. Darüber hinaus wurden Hypothesen zu den einzelnen möglichen Alternativmärkten aufgestellt. Eine Zusammenfassung findet sich nachstehend in Tabelle 8. Aus diesen möglichen Treibern wurde nach der Auswertung der deskriptiven Statistiken und unter Beachtung von ökonometrischen Überlegungen eine Short List möglicher Treiber erstellt, welche nachfolgend für die einzelnen Teilmärkte diskutiert wird.

Teilmarkt (zu erklärende Variable)	Fundamentaldaten	Daten alternative Märkte
Day-Ahead (EPEX Spot Preise und Mengen)	<ul style="list-style-type: none"> (i) Systemlast (ii) Windkrafteinspeisung (iii) Photovoltaikeinspeisung (iv) Primärenergiepreise (v) Flusspegelstände / Durchflussmengen (vi) Speicherpegelstände (vii) Geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten von Erzeugungsanlagen 	<ul style="list-style-type: none"> (i) Preis-Spreads zu Day-Ahead Märkten in Frankreich, der Schweiz, Tschechien und dem Nord Pool
Intraday (EPEX Spot Intraday DE Preise und Mengen)	<ul style="list-style-type: none"> (i) Prognoseabweichungen Windkrafteinspeisung (Day-Ahead zu Intraday) (ii) Prognoseabweichungen Photovoltaikeinspeisung (Day-Ahead zu Intraday) (iii) Prognoseabweichungen Laufwasserkrafterzeugung (Day-Ahead zu Intraday) (iv) Prognoseabweichungen Last (Day-Ahead zu Intraday) (v) Ungeplante Nichtverfügbarkeiten von Erzeugungsanlagen (Day-Ahead zu Intraday) 	<ul style="list-style-type: none"> (i) Preis-Spreads zu Intraday Märkten in Frankreich, Tschechien und dem Nord Pool (ii) Preis-Spreads zu Day-Ahead Märkten in Deutschland/Österreich, Frankreich, der Schweiz, Tschechien und dem Nord Pool (iii) Preise für Ausgleichsenergie in der Vorperiode (iv) Preise im Day-Ahead Markt der EXAA (Absolut-Wert)

Primärregelreserve (PRR) (Leistungspreise, Überschussangebot)	(i) Flusspegelstände / Durchflussmengen (ii) Geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten von präqualifizierten Erzeugungsanlagen	(i) Preise für Phelix Baseload Week Futures (ii) Preise für Phelix Peakload Week Futures (iii) Preise für Market Maker Tertiärregelreserve in der Vorwoche
Sekundärregelreserve (SRR) (Leistungspreise, Energiepreise, Überschussangebot)	(i) Flusspegelstände / Durchflussmengen (ii) Speicherpegelstände (iii) Geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten von präqualifizierten Erzeugungsanlagen	(i) Preise für Phelix Baseload Week Futures (ii) Preise für Phelix Peakload Week Futures (iii) Preise für Primärregelung in der Vorwoche (iv) Preise für Market Maker Tertiärregelreserve in der Vorwoche (v) Preise im Day-Ahead Markt Österreich/Deutschland (EPEX Spot, EXAA), Frankreich, der Schweiz, Tschechien und dem Nord Pool
Tertiärregelreserve (TRR) (Leistungspreise, Energiepreise, Überschussangebot)	(i) Flusspegelstände / Durchflussmengen (ii) Speicherpegelstände (iii) Geplante und ungeplante Nichtverfügbarkeiten von präqualifizierten Erzeugungsanlagen	(i) Preise für Phelix Baseload Week Futures (ii) Preise für Phelix Peakload Week Futures (iii) Preise für Primärregelreserve in der Vorwoche Preise Day-Ahead Markt Österreich/Deutschland (EPEX Spot, EXAA), Frankreich, der Schweiz, Tschechien und dem Nord Pool (iv) Preise im Intraday Markt in der Vorperiode

Tabelle 8: Alternative Vermarktungsmöglichkeiten im kurzfristigen physischen Stromhandel in Österreich und mögliche Preis- bzw. Mengentreiber (Long-list)

4.2.1 Day-Ahead Markt

Wie in Abschnitt 2.3 dargestellt, ist es sowohl an der EPEX Spot (EPEX) als auch an der EXAA möglich, Day-Ahead für die physikalische Lieferzone Deutschland und Österreich zu handeln. Insofern würden sowohl die EPEX, als auch die EXAA Preise oder deren mengengewichteter Durchschnitt, für eine Analyse in Frage kommen. Da an der EXAA derzeit jedoch kein Intraday Handel stattfindet, fließen, zur Wahrung einer größtmöglichen Konsistenz, nachfolgend nur die EPEX Spot Stundenpreise in die Modellschätzung ein. Des Weiteren bringt dies den Vorteil, dass damit der Markt mit dem höheren Handelsvolumen betrachtet werden kann. Eine Pearson-Korrelationsanalyse der Preiszeitreihen beider Handelsplätze führte zu einem Wert von 0,8966 und bestätigt, dass durch die zusätzliche Analyse der EXAA Preise keine weiteren Erkenntnisse zu erwarten sind. Auch andere Vermarktungsoptionen, wie der OTC-Handel, werden aus diesem Grund nicht analysiert.

Beim Day-Ahead Markt richtet sich die Auswahl der Fundamentaldaten nach der Merit Order. Diese bestimmt in den täglichen Einheitspreisauktionen den markträumenden Gleichgewichtspreis für die einzelnen Stundenprodukte (siehe Abbildung 14). Auf der Nachfrageseite ist zu erwarten, dass die Last einen positiven Einfluss auf den Preis besitzt, da bei gleichbleibendem Angebot eine höhere Nachfrage den Schnittpunkt der beiden Kurven nach rechts verschiebt. Allerdings muss auch beachtet werden, dass dieser Effekt möglicherweise

nicht linear ist, da in Spitzenlastzeiten die Merit Order steiler ist und ein geringerer Verbrauchsanstieg zu höheren Preisänderungen führen kann als in Niedriglastzeiten.

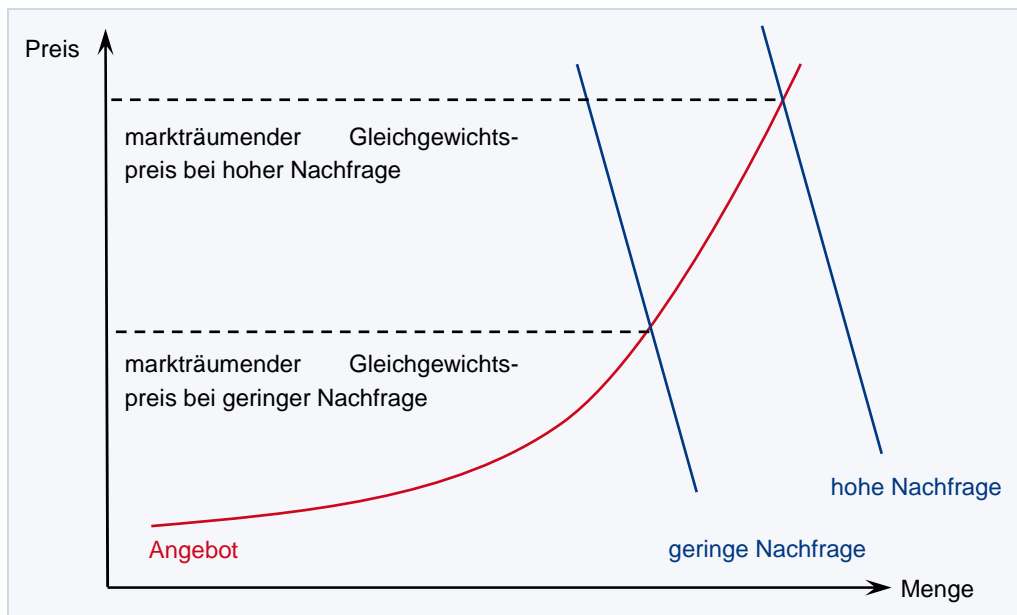


Abbildung 14: Preisbildung im Rahmen einer Einheitspreisauktion

Streudiagramme veranschaulichen, dass dies im vorliegenden Datensatz vor allem beim Lastgang zu beobachten ist (Abbildung 15).

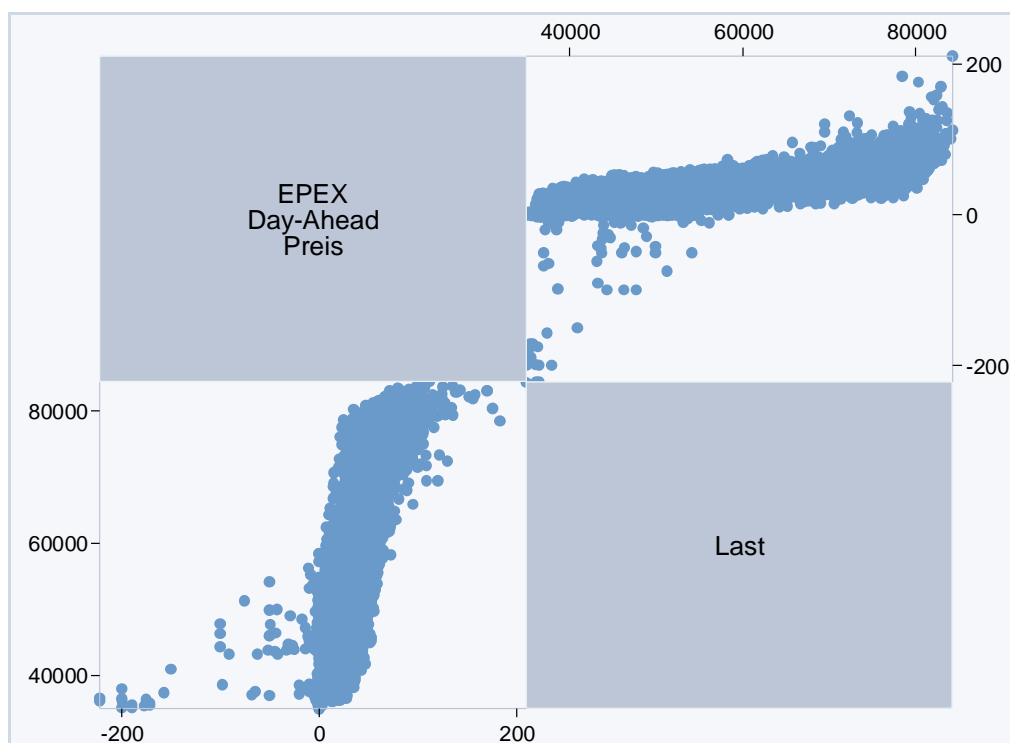


Abbildung 15: Streudiagramm EPEX Day-Ahead Preis und Lastgang

Auf der Angebotsseite werden Windkraft (Wind) und Photovoltaik (PV) mit Grenzkosten von Null eingespeist, wodurch es zu einer Verschiebung der Merit Order nach rechts kommt und sich eine preisdämpfende Wirkung ergibt. Auch hier hängt der jeweilige Einfluss davon ab,

wie steil die Merit Order zum jeweiligen Zeitpunkt ist. In einer Spitzenlaststunde mit hohem Verbrauch sollte auch der Einfluss der Photovoltaik- und Windkrafteinspeisung auf den Preis größer sein. Der Effekt von Photovoltaikeinspeisung ist zudem sehr saisonal, da nur 6 bis 7 Prozent der Einspeisung auf den Zeitraum Dezember bis Februar entfällt. Der Photovoltaikeffekt auf den Preis ist somit auf ausgewählte Stunden mit Sonnenverfügbarkeit beschränkt, also den Mittagsstunden. Bei einer direkten Verwendung der Photovoltaikeinspeisung als erklärende Variable würde deren Einfluss unterschätzt, da die Perioden in denen der Einfluss gering ist, den Effekt verringern. Eine Alternative ist daher die Betrachtung der Residuallast, d.h. jener Last, welche sich nach dem Abzug der Windkraft- und Photovoltaikeinspeisung von der Gesamtlast ergibt. Tabelle 9 zeigt eine Auswertung der gängigsten deskriptiven Statistiken der Stichprobe für den Day-Ahead Markt.

Deskriptive Statistiken					
Variable	Beobachtungen	Mittelwert	Std. Abw.	Minimum	Maximum
EPEX Spot Preis (h)	4.386	43	16	-100	134
Last	4.386	67.547	8.784	42.232	84.286
Windkrafteinspeisung	4.386	5.749	4.991	135	26.084
Photovoltaikeinspeisung	4.386	9.259	5.751	144	23.952
Residuallast (Last abzgl. Windkraft- und Photovoltaikeinspeisung)	4.386	52.538	11.887	18.049	78.859
Durchfluss Rhein	4.386	161	243	44	2.848
Durchfluss Donau	4.386	391	196	147	1.955
Geplante Nichtverfügbarkeit	4.386	13.942	6.297	1.423	26.831
Ungeplante Nichtverfügbarkeit	4.386	2.277	1.105	212	7.593

Datenquellen: Energate, ENTSO-E bzw. ÜNBs, www.eeg-kwk.net, BfG, EEX Transparency Platform

Tabelle 9: Deskriptive Statistiken der möglichen Treiber für die Analyse des Day-Ahead Marktes

Auch Primärenergiepreise, insbesondere für Gas, Kohle sowie Preise für Emissionszertifikate (CO₂) könnten theoretisch einen Einfluss auf die Preisbildung haben, da sie die Kosten der fossilen Grenzkraftwerke in der Merit Order beeinflussen. Allerdings zeigt sich bei der Auswertung der Korrelationsmatrix, dass der lineare Zusammenhang auf Stundenbasis sehr gering ist. Der Pearson-Koeffizient ist mit 0,036 für NCG Erdgas und bis 0,17 für ARA Steinkohlepreise, deutlich unter dem Niveau bei dem im Allgemeinen ein linearer Zusammenhang postuliert werden kann. Eine Aggregation der Zeitreihen auf Tagesbasis oder gar Wochenbasis erhöht diese Korrelation deutlich. Da es jedoch Ziel der Untersuchung ist, die stündliche Preisbildung zu erklären, wird von einer weiteren Betrachtung der Primärenergiepreise abgesehen.

Bei der Berücksichtigung von Alternativmärkten im Day-Ahead Bereich müssen auch ökonomische Überlegungen angestellt werden. Im Allgemeinen ist anzunehmen, dass für die

Preisbildung an der EPEX auch angrenzende geographische Märkte, wie z.B. Italien, die Schweiz oder Frankreich, relevant sind, solange der Marktzugang technisch möglich und nach den jeweiligen Marktregeln zulässig ist. Allerdings ist hier im Gegensatz zu Alternativmärkten, wie dem Intraday Markt, die Wirkrichtung nicht durch den zeitlichen Handelsablauf gesteuert, d.h. der Day-Ahead beeinflusst den Intraday Markt und nicht umgekehrt. Im Fall der Preise von Day-Ahead Nachbarmärkten ist keinesfalls klar, welcher Preis bestimmend ist, z.B. ob die Nordpool Preise den EPEX Preis beeinflussen oder umgekehrt und die Wirkrichtung somit unklar. Dies führt zur Nichteinhaltung der aus ökonomischer Sicht zentralen Annahme der Exogenität aller erklärenden Variablen und kann die Treiberanalyse verfälschen. Zudem ergibt sich durch die hohe Korrelation der Preise in den europäischen Day-Ahead Märkten ein Multikollinearitätsproblem, so dass die Gleichung nicht mehr identifiziert werden kann oder zumindest die Auswertung verfälscht wird. Letztlich besteht auch noch die Gefahr einer Scheinregression, d.h. es wird ein Zusammenhang erkannt, welcher nicht existiert, wenn diese Preise auf gleiche dahinterliegende Treiber reagieren (z.B. Ölpreise). Aus diesen Gründen wird für den Day-Ahead Markt von einer Analyse der alternativen Nachbarmärkte abgesehen.

4.2.2 Intraday Markt

Die Überlegungen für den Intraday Markt folgen ähnlichen Gesichtspunkten wie jene für den Day-Ahead Markt. Allerdings stellt sich die erste Schwierigkeit bereits bei der Auswahl der zu erklärenden Variablen, da es an der EPEX Spot, wie in Abschnitt 2.4 dargestellt, getrennte Orderbücher für den Handel mit Stunden- und Viertelstundenprodukten gibt. Aufgrund der unterschiedlichen Handelsschlusszeiten für die Lieferung in Deutschland und Österreich ist es zudem relevant, welche Lieferzone bei einer Order angegeben wird. Da der Intraday Handel für die Lieferzone Österreich noch relativ neu und weniger liquide ist, scheint es sinnvoll, die Analyse auf deutsche Intraday Preise zu konzentrieren⁵². Weil zudem die möglichen Preis- und Mengentreiber nur vereinzelt in einer viertelstündlichen Zeitaufösung zur Verfügung stehen, erscheint es zielführender, sich auf die Stundenprodukte zu fokussieren. Auf Grund der hohen Anzahl an Datenpunkten ist die Betrachtung stündlicher Werte für die Robustheit der Schätzung unproblematisch. Diese stellt auf Grund ihrer hohen Liquidität und der regen Teilnahme österreichischer Stromhändler die wichtigste Referenz für den österreichischen Intraday Handel dar. Nachfolgend beziehen sich die EPEX Intraday Preise bzw. Mengen immer auf das Stundenprodukt für die Lieferzone Deutschland wobei wie in Abschnitt 2.4 beschrieben der Handel auch für die Lieferzone Österreich unter gewissen Voraussetzungen durchaus möglich ist.

Bei der Auswahl der möglichen Treiber ist es wichtig, zu bedenken, dass der Intraday Markt dem Day-Ahead Markt insofern zeitlich nachgelagert ist, als dass nach Handelsschluss (Gate Closure) des Day-Ahead Marktes, insbesondere nach Fahrplananmeldung um 14:30 am Vortag der Lieferung, Ereignisse eintreten können, die ein weiteres Handeln aus Sicht des Marktteilnehmers erfordern. Dies betrifft sowohl unterwartete Kraftwerksausfälle als auch

⁵² Bis Oktober 2012 stellte die deutsche Lieferzone der EPEX Spot für österreichische Marktteilnehmer die einzige Möglichkeit dar, Intraday über die Börse zu handeln. Auf Grund dieses Umstandes und der vergleichsweise hohen Liquidität gegenüber anderen Intraday Märkten war und ist die deutsche Lieferzone ein wichtiger Preisindikator für den österreichischen Intraday Markt.

neue Prognosen für die Wind- und PV-Einspeisung oder neue Ergebnisse bei der viertelstündlichen Lastvorschau. Es wird daher postuliert, dass im Fall des Intraday Marktes nicht die absoluten Prognoseniveaus bzw. Erwartungen der Händler entscheidend sind, sondern die jeweiligen Abweichungen zu den Prognosen bzw. Erwartungen, welche bei der Angebotslegung im Day-Ahead Markt eingeflossen sind. Demnach wurden die jeweiligen Prognosefehler, welche die Differenz zwischen Prognose und Istwerten darstellen, als mögliche Treiber identifiziert. Beim Prognosefehler für Wind und PV bedeutet ein positiver Fehler, dass die Marktteilnehmer „short“ sind, was zu zusätzlicher Nachfrage im Intraday Markt führen sollte.

Im Gegensatz zur Analyse des Day-Ahead Marktes, bei der die alternative Vermarktung in Nachbarländern nicht in die ökonometrische Analyse eingeflossen ist, wird im Falle des Intraday Marktes der Day-Ahead Markt sehr wohl als Alternativmarkt in die Analyse aufgenommen. Grund hierfür ist die strikte zeitliche Abfolge dieser beiden Märkte und die dadurch zu erwartende eindeutige Kausalität. In Tabelle 10 zeigt sich, dass, wie zu erwarten, die Korrelation zwischen dem Intraday und Day-Ahead Preis mit 0,88 sehr hoch ist. Andere Treiber zeigen in der linearen Analyse eine eher schwache Korrelation, wenn auch die Vorzeichen die erwartete Richtung aufweisen. Abgesehen vom Day-Ahead Preis kann die höchste Korrelation mit dem Residuallastfehler abgebildet werden, welcher in negativem Zusammenhang mit dem Intraday Preis steht.

	EPEX Intraday Preis	EPEX Day-Ahead Preis	Windkraft Prognosefehler	Photovoltaik Prognosefehler	Last Prognosefehler	Residuallastfehler	ungeplante Nichtverfügbarkeiten
EPEX Intraday Preis	1						
EPEX Day-Ahead Preis	0,8804	1					
Wind Prognosefehler	0,3284	0,2069	1				
Photovoltaik Prognosefehler	0,1769	0,0354	0,0269	1			
Last Prognosefehler	-0,3538	-0,3709	0,0198	-0,0500	1		
Residuallastfehler	-0,4817	-0,4116	-0,3641	-0,3341	0,8809	1	
Ungeplante Nichtverfügbarkeiten	0,1672	0,1538	0,0846	-0,0318	-0,0400	-0,0577	1

Datenquelle: EPEX Spot, ÜNBs, Energate, www.eeg-kwk.net, EEX Transparency Platform

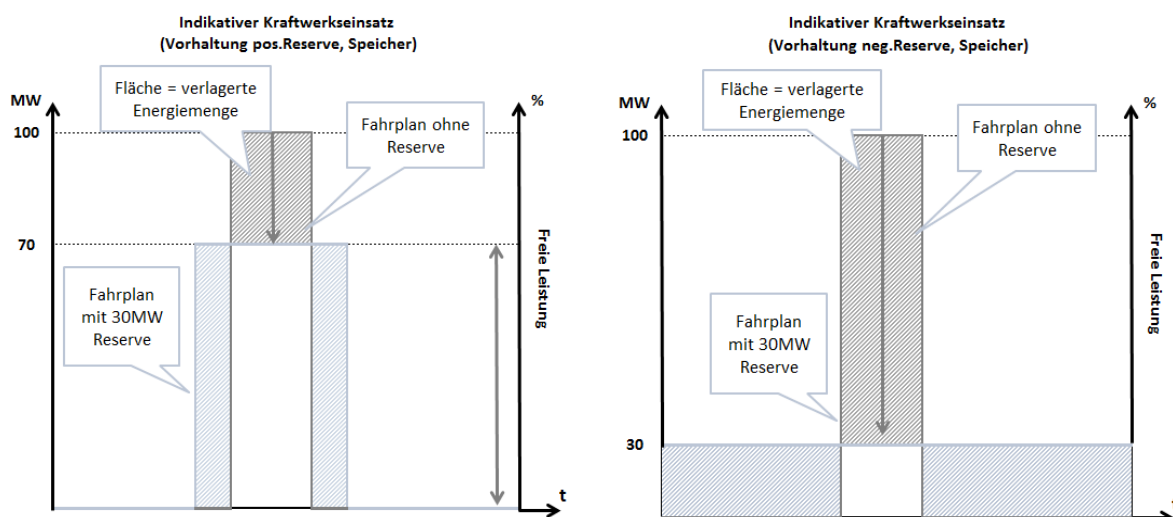
Tabelle 10: Korrelationsmatrix möglicher Treiber des EPEX Spot Intraday Preises

4.2.3 Regelreservemärkte

Bei der Untersuchung des Regelreservemarktes stellen sich aus ökonometrischer Sicht einige Herausforderungen. Mit Ausnahme der Primärregelreserve (PRR) kommen immer mehrere Produkte zur Ausschreibung, wobei sowohl Leistungs- als auch Arbeitspreise angeboten werden. Die Anzahl der potentiell zu erklärenden Variablen und die Anzahl der zu schätzenden Regressionsgleichungen sind daher erheblich. Rechnerisch stellt dies kein Problem dar, jedoch ist die Übersichtlichkeit der Ergebnisse nur bedingt gegeben, weswegen entweder die Aggregation von Produkten oder eine Konzentration auf einzelne Produkte adäquat er-

scheint. Bei der Aggregation von Produkten besteht im konkreten Anwendungsfall das Problem, dass Produkte wie Peak und Off-Peak, positive oder negative Sekundärregelung und Tertiärregelung zusammengefasst werden müssten, da je nach Zeitscheibe und Lieferrichtung die zur Verfügung stehenden Kraftwerke und die daraus resultierenden Merit Order Funktionen sehr unterschiedlich sein können. Eine sinnvolle Interpretation der Ergebnisse erscheint in diesem Fall kaum möglich, weshalb diese Option generell nicht gewählt wurde. Es war jedoch im Fall der Sekundärregelung, auf Grund einer hohen Korrelation zwischen den Preisen der 1-Wochen und der 4-Wochen Auktion, möglich, eine Aggregation durchzuführen. Dadurch verbleiben im Bereich der Sekundärregelreserve sechs anstatt 12 zu analysierende Produkte. Im Bereich der Tertiärregelreserve können die 24 unterschiedlichen Produkte nicht sinnvoll aggregiert werden, weshalb alternativ der Fokus auf 2 repräsentative Produkte gelegt wurde.

Die Überlegungen für mögliche erklärende Variablen im Regelreservemarkt richten sich nach theoretischen Ansätzen zur Kostenermittlung. Bei der Analyse des Leistungspreises kann der Opportunitätskostenansatz herangezogen werden, da er das Kurzfrist-Kalkül der Anbieter adäquat abbildet. So fließen die Kosten der Alternativvermarktung, wie die zeitliche Verlagerung der Stromerzeugung in Perioden mit suboptimalen Großhandelspreisen, der Verzicht auf Stromerzeugung, die Erzeugung in Perioden mit Kostenunterdeckung und der suboptimale Stromeinkauf, in den Ansatz mit ein. Bei Wasserkraftwerken setzen sich diese Opportunitätskosten einerseits aus den Verschiebekosten zusammen, da die Vermarktung auf Alternativmärkten, wie z.B. dem Day-Ahead Markt, nicht mehr zum optimalen Zeitpunkt möglich ist, andererseits aus den Kosten für das nicht eingesetzte Wasser, wenn Erzeugung aufgegeben wird. Zusätzlich können technische Kosten anfallen, wie Wirkungsgradverluste bei Teillastbetrieb oder Kosten durch Mindestlastbedingungen. Abbildung 16 zeigt diese Überlegungen anhand des Einsatzes eines Speicherkraftwerks für positive und negative Leistungsvorhaltung.

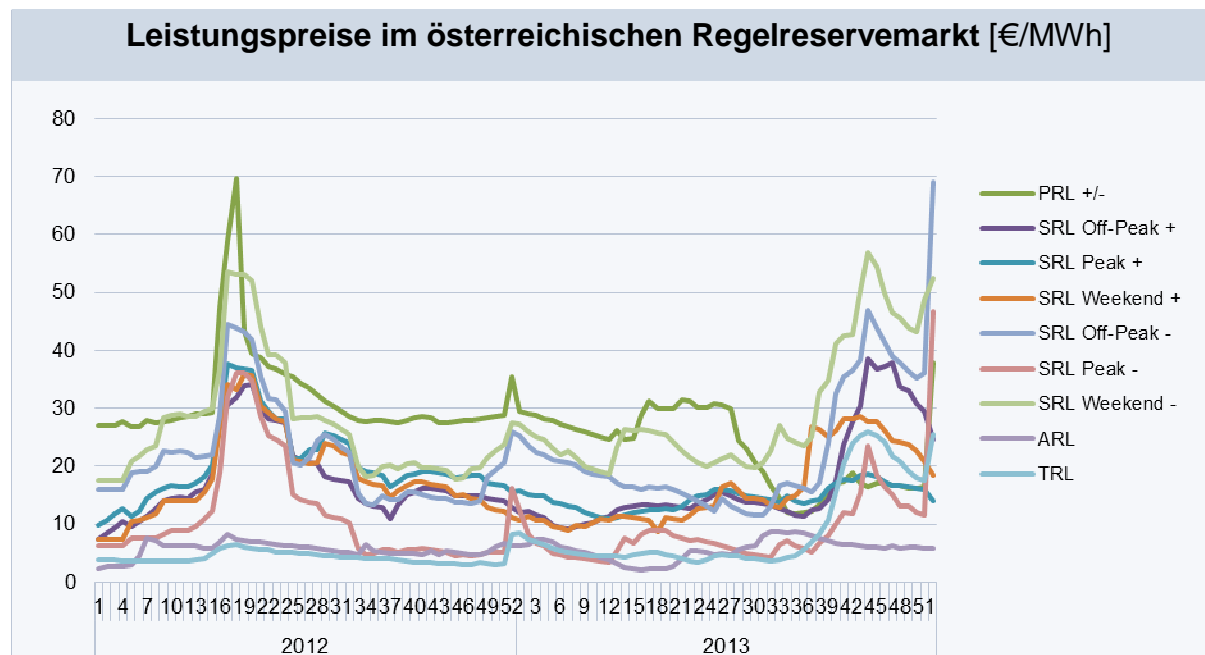


Quelle: Frontier Economics

Abbildung 16: Indikativer Kraftwerkseinsatz eines Speichers zur Vorhaltung positiver und negativer Reserve

Bei der Vorhaltung von positiver Leistung von 30 MW bei einer maximalen Kraftwerksleistung von 100 MW würde eine Verschiebung der Energiemenge im zeitlichen Verlauf stattfinden, da 30 MW für die Erbringung der Regelreserve zur Verfügung bleiben müssen. Bei negativer Vorhaltung muss das Kraftwerk hingegen mindestens mit 30 MW betreiben werden. Bei gleicher Energiemenge folgt in diesem Fall ebenfalls ein nicht optimaler Einsatz der Anlage im zeitlichen Verlauf⁵³.

Aus diesen Überlegungen ergibt sich für das Regressionsmodell zur Schätzung der Leistungspreise eine Reihe von Hypothesen. So ist zu erwarten, dass die Preise für negative Leistungsvorhaltung tendenziell höher sind als für positive, da bei negativer Vorhaltung Must-run Kosten anfallen. Die Wirkung von Preisen auf Alternativmärkten unterscheidet sich ebenfalls nach Lieferrichtung. So ist die Vorhaltung von negativer Leistung bei geringen Day-Ahead Preisen zu Off-Peak Zeiten teurer, da die Must-run Kosten in diesem Fall hoch sind. Bei der Vorhaltung von positiver Leistung ist der Effekt umgekehrt, da die Opportunitätskosten durch entgangene Erlöse steigen, wenn die Day-Ahead Preise hoch sind. Beim Überschussangebot, den Durchflussmengen und generell der Kraftwerksverfügbarkeit ist hingegen ein negativer Einfluss auf den Leistungspreis zu vermuten. Die Modellierung der Energiepreise folgt hingegen derer für den Day-Ahead und Intraday Markt. Es gilt jedoch bei der Interpretation der Ergebnisse zu beachten, dass Kraftwerksbetreiber mit dem Energiepreis die Abrufwahrscheinlichkeit ihrer Anlagen steuern können. Dieser Effekt ist in einem ökonomischen Zeitreihenmodell nur schwer abbildbar.



Quellen: APG, eigene Berechnungen

Abbildung 17: Entwicklung der Leistungspreise in EUR/MWh

Ein mögliches Problem bei der Modellierung der Leistungspreise sind die mehrfach auftretenden Preisspitzen. Abbildung 17 oben zeigt die Preisentwicklung über unterschiedliche

⁵³ Davon ausgehend, dass der Fahrplan ohne Reserve im Hinblick auf die sonstigen Vermarktungsmöglichkeiten den optimalen Kraftwerkseinsatz im Zeitablauf darstellt.

Produkte, umgerechnet auf Euro je Megawattstunde. Vor allem zur Jahresmitte 2012 zeigt sich ein Anstieg im Bereich der Primär- und Sekundärregelung, während allgemein Preisspitzen zum jeweiligen Jahresende zu beobachten sind. Aus modellierungstechnischer Sicht stellt sich die grundlegende Frage, ob diese Preisspitzen als endogener Teil des Modells mit Hilfe von Fundamentaldaten erklärt werden sollen, ob diese modelliert werden bzw. ob diese als Ausreißer klassifiziert und entfernt werden sollen. In ökonometrischen Analysen ist es aufgrund der verzerrenden Wirkung von Ausreißern meist angebracht, diese mit Hilfe methodisch klar definierter Vorgehensweise, z.B. unter Anwendung der Cook's distance, zu entfernen. Da ein Ziel der Analyse jedoch auch die Erklärung der Preisentwicklungen inklusive etwaiger Preissteigerungen ist, werden im ökonometrischen Teil nur jene Preisausreißer entfernt, welche das Ergebnis sehr erheblich beeinflussen würden. Dies entspricht einer restriktiven Anwendung der Cook's distance. Um die dadurch herausgelösten Preisspitzen in der Analyse nicht zu vernachlässigen, werden diese Extrempreissituationen einer separaten Einzelpunktanalyse unterzogen.

4.2.4 Beobachtungszeitraum

Neben der Datensammlung selbst ist auch die Wahl des Beobachtungszeitraums von entscheidender Bedeutung. Obwohl ein längerer Beobachtungszeitraum in der Regel die Robustheit und Qualität der Ergebnisse positiv beeinflusst, ist bei der Auswahl des Datenhorizonts zu beachten, dass Strukturbrüche in ökonometrischen Modellen durch sogenannte „Dummies“ nur bedingt abgebildet werden können. Außerdem verringert ein Modell, welches sich auf die fernere Vergangenheit stützt, möglicherweise die Aussagekraft der Ergebnisse für die derzeitige Situation. Durch die Veränderungen im Kraftwerkspark in den letzten Jahren weicht die Preisbildung vermutlich nicht unerheblich von jener vor 2010 ab. Ebenso hat sich die Relevanz der Treiber PV- und Windkraft-Einspeisung in diesem Zeitraum deutlich erhöht.

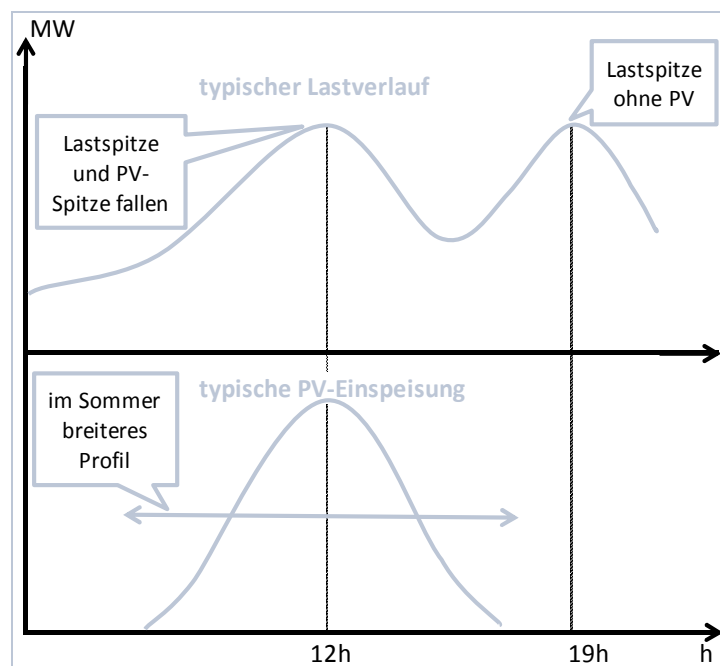
Um Ergebnisse zu erhalten, welche besonders für die gegenwärtigen Marktgeschehnisse repräsentativ sind, wurde die Analyse auf die Jahre 2012 und 2013 beschränkt. Bei den Teilmärkten Day-Ahead und Intraday gibt es aufgrund der stündlichen Zeitauflösung kaum Probleme im Hinblick auf die Anzahl der für die Schätzung verfügbaren Beobachtungen. Dies stellt sich jedoch im Bereich der Regelreservemärkte anders dar. Hier wäre aufgrund der wöchentlichen Auktionen ein längerer Zeithorizont durchaus sinnvoll, um die begrenzte Anzahl an Beobachtungen⁵⁴ entsprechend zu erhöhen. Jedoch werden die Auktionen, mit Ausnahme jener für die PRR, erst seit dem Jahr 2012 in der jetzigen Form durchgeführt. Hier kann also nicht auf einen längeren Zeitraum und somit eine größere Stichprobe zurückgegriffen werden.

4.3 Ergebnisse Day-Ahead Markt

Für die Day-Ahead EPEX Preise wurden zwei unterschiedliche Herangehensweisen gewählt. Wie in Abschnitt 4.2.1 erwähnt, decken sich typischerweise vor allem im Sommer die Spitzen des täglichen Lastverlaufs mit den Spitzen der täglichen Photovoltaikeinspeisung. Eine undifferenzierte Betrachtung über einen gesamten Tag würde dazu führen, dass die Koeffizienten

⁵⁴ 104 im Zeitraum 2012 und 2013

nicht mehr klar interpretierbar sind, da sich die Effekte überlagern und so der Koeffizient für die Photovoltaikeinspeisung unterschätzt wird, weil ein Teil des tatsächlichen Effekts rechnerisch im Koeffizienten für den Lastverlauf liegt. Dieses Problem ist in Abbildung 18 graphisch dargestellt. Als möglicher Lösungsansatz wurde im Basismodell die Verwendung der Residuallast identifiziert. Nach der im Abschnitt 4.2.1 dargestellten Methodik kann so ein robustes Basismodell gefunden werden. Die Nicht-Linearitäten werden dabei mit Polynominaltermen für die Residuallast abgebildet. Diese ist auch der wichtigste Treiber im Modell. So führt beispielsweise eine Erhöhung der Residuallast von 1 GW bei einem Residuallastniveau von 40 GW zu einer Steigerung des EPEX Spot Preises um 1,42 €/MWh. Bei einem maximalen Residuallastniveau von 80 GW würde dieselbe Mengenänderung sogar zu einer Preissteigerung von 5,02 €/MWh führen. Allerdings kann in diesem Basismodell nicht unterschieden werden, ob dieser Effekt aus 1 GW zusätzlicher Last oder 1 GW geringerer Windkraft- bzw. Photovoltaikeinspeisung herrührt, da die Residuallast beide Effekte gleichzeitig abbildet. Die Durchflussmenge des Rheins zeigt sich hingegen nur bedingt statistisch signifikant⁵⁵, die Durchflussmenge der Donau und die ungeplanten Nichtverfügbarkeiten sind statistisch insignifikant unterschiedlich von Null.



Quelle: Frontier Economics

Abbildung 18: Schematische Darstellung der Spitzen von Photovoltaikeinspeisung und Last



Abbildung 19: Dummy Variable im neuen Datensatz

⁵⁵ P-Wert 0,068

Ein wesentlicher Teil der Untersuchung beschäftigt sich mit der Analyse des Einflusses von wetterabhängigen regenerativen Energien. Deshalb wurde für das finale Modell eine Zerlegung der Zeitreihen durchgeführt, um in weiterer Folge den Einfluss von Last, Wind und Photovoltaik direkt ableiten zu können. Der Datensatz wurde demnach in separate Zeitreihen für Sommer und Winter aufgeteilt und ein besonderer Fokus auf die „Sun-Peak“ Stunden, also jene Stunden im Zeitraum von 11.00 bis 16.00 Uhr, gelegt. Da jedoch das ECM-Modell Variablen mit Zeitverzug (Lags) enthält, entstehen durch das Zerschneiden des Datensatzes Sprungstellen, welche durch Dummy Variablen⁵⁶ aufgefangen werden müssen. Diese Strategie wird in Abbildung 19 dargestellt. So erfasst etwa die Variable „Dummy Stunde“ den Sprung von Stunde 16 des Vortags auf Stunde 11 des Folgetages.

Im finalen Modell kommt diese Zerschneidung des Datensatzes zur Anwendung. Auf Polynominalterme wird ebenfalls verzichtet, da Multikollinearitätsprobleme dadurch vermieden werden konnten und auch eine einfachere Interpretation der Koeffizienten gegeben ist. Auf eine Transformierung durch Logarithmieren wurde ebenfalls verzichtet. Einerseits entfällt damit die Schwierigkeit hinsichtlich der Behandlung von Negativ-Preisen, andererseits zeigen Post-Estimation Tests, dass die Normalität der Residuen in einem Log-Modell nicht mehr gewährleistet ist. Insgesamt sind die Modelle für Stundenscheiben gegenüber dem Basismodell zu bevorzugen, da der Erklärungsgehalt (adj. R-squared, RMSE) höher ist und die Post-Estimation Tests bessere Ergebnisse liefern⁵⁷. Tabelle 11 stellt die Ergebnisse für das finale Day-Ahead Modell für die Sommerzeiträume dar.

Modellgüte	
Anzahl Beobachtungen	2.195
F(11, 2183)	552
Prob > F	0,0000
R-squared	0,7357
Adj. R-squared	0,7344
RMSE	4,4730

Finales Modell Day-Ahead: Sommer						
d1_EPEX Spotpreis	Koeffizient	Std. Fehler	t-Wert	P>t	95% Konf.-	Intervall
I1_EPEX Spotpreis	-0,2034	0,0129	-15,7700	0,0000	-0,2287	-0,1781
I1_Last	0,0003	0,0000	12,9700	0,0000	0,0002	0,0003
d1_Last	0,0014	0,0000	52,0300	0,0000	0,0013	0,0014
I1_Wind	-0,0003	0,0000	-9,1800	0,0000	-0,0004	-0,0002

⁵⁶ Dummy Variablen können nur den Wert 0 oder 1 annehmen.

⁵⁷ Zur besseren Lesbarkeit des Berichts werden die Ergebnisse der Post-Estimation Tests nicht explizit angeführt. Alle finalen Modelle wurden eingehend hinsichtlich der Normalverteilung der Residuen, Autokorrelation, Heteroskedastizität, Multikollinearität und Konvergenz (ECM) getestet und erfüllen die zugrundeliegenden Annahmen. Zusätzlich wurden alle Modelle auch unter Anwendung des robusten Newey-West Schätzers geschätzt.

d1_Wind	-0,0013	0,0001	-21,1100	0,0000	-0,0014	-0,0011
I1_PV	-0,0003	0,0000	-8,9000	0,0000	-0,0003	-0,0002
d1_PV	-0,0012	0,0001	-19,5100	0,0000	-0,0013	-0,0011
I1_Dummy Stunde	4,5787	0,4731	9,6800	0,0000	3,6509	5,5066
d1_Dummy Stunde	3,2294	0,3057	10,5600	0,0000	2,6298	3,8290
I1_Dummy Jahr	0,9258	0,2029	4,5600	0,0000	0,5280	1,3236
d1_Dummy Jahr	14,6310	4,4896	3,2600	0,0010	5,8268	23,4353
Konstante	-5,6184	0,9617	-5,8400	0,0000	-7,5043	-3,7326

Anmerkung: d1... erste Differenz, I1... erster Lag

Quelle: Frontier Economics

Tabelle 11: Ergebnisse des finalen Modells für den Day-Ahead Markt (Sommer)

Generell zeigen das adjustierte R-Quadrat und der F-Test, dass das gewählte Modell den vorliegenden Datensatz hinreichend beschreibt und über 70% der Preisvariationen erklären kann. Im Basismodell über die gesamte Zeitreihe lag dieser Wert hingegen noch bei guten 50%. Die Vorzeichen der erklärenden Variablen zeigen die erwartete Richtung auf. So ist der Einfluss von Last auf den Preis positiv und jener von Windkraft und Photovoltaik negativ. Im Vergleich zum Modell für den Winter (siehe Tabelle 14 im Anhang) ist der Einfluss von Photovoltaik im Winter signifikant stärker, da in diesem Zeitraum von einem niedrigen Niveau der Photovoltaikeinspeisung auszugehen ist. Bei Last und Windkrafteinspeisung ist der Unterschied der Koeffizienten hingegen statistisch nicht signifikant.

Somit lässt sich ableiten, dass im Beobachtungszeitraum 1 GW zusätzliche Windkrafteinspeisung den EPEX Spot Day-Ahead Preis um 1,3 €/MWh (Winter: 1,2 €/MWh) verringert, während 1 GW zusätzliche Photovoltaikeinspeisung den EPEX Spot Day-Ahead Preis um 1,2 €/MWh (Winter: 1,4 €/MWh) gesenkt hat. Dies bestätigt die Erwartung, dass es für die Verschiebung der Merit Order prinzipiell keinen Unterschied macht, ob die zusätzliche Einspeisung aus Windkraft oder Photovoltaik stammt, da beide Technologien vernachlässigbare Grenzkosten besitzen und sich somit ganz links in der Merit Order befinden. Der unterschiedliche Effekt der Photovoltaikeinspeisung in Sommer und Winter dürfte daher rühren, dass durch die hohe Photovoltaikeinspeisung im Sommer ein abnehmender Grenzeffekt zu beobachten ist. Auch die geringere Last im Sommer dürfte dafür sorgen, dass der Photovoltaik-Effekt in diesem Zeitraum schwächer ausgeprägt ist. Ein möglicher Grund hierfür ist der flachere Verlauf der Merit Order bei niedrigem Lastniveau und der dadurch geringe marginale Grenzeffekt der Photovoltaikeinspeisung. Bei der Last führt, wie erwartet, eine Erhöhung um 1 GW zu einer Preissteigerung von rund 1,4 €/MWh (Winter: 1 €/MWh). Der Unterschied zwischen Sommer und Winter ist im Fall des Lastganges laut einem Z-Test jedoch statistisch nicht signifikant. Nichtverfügbarkeiten und Durchflussmengen zeigten jedoch keinen statistisch signifikanten Einfluss und scheinen daher nicht im finalen Modell auf.

Auffällig war im Rahmen der Analyse auch der Preis der Stunde 11. Dieser war trotz Bereinigung aller anderen im Modell inkludierten Effekte, wie Wind, Photovoltaik und Last, um 3,2 bis 4,4 €/MWh höher als in allen anderen Stunden der analysierten Zeitscheibe „Sun-Peak“. Es stellt sich daher die Frage, welcher zusätzliche Faktor für die Stunde 11 systematisch einen so großen Einfluss haben könnte. Eine mögliche Erklärung hierfür sind die Anfahrkosten für Spitzenlastkraftwerke, welche in dieser ersten Peak Stunde eingepreist werden könnten.

Im Mengenmodell wurde eine analoge Vorgehensweise wie für die EPEX Spot Day-Ahead Preise gewählt. Dabei zeigt sich, dass die wichtigsten Treiber, Last, Windkraft und Photovoltaik mit plausiblen Vorzeichen und Größenordnungen in der Schätzung aufscheinen. So erhöht sich das Handelsvolumen bei 1 MW zusätzlicher Last um 0,1 MWh bzw. bei 1 MW zusätzlicher Photovoltaikeinspeisung um 0,6 MWh. Wenn man beachtet, dass es neben der EPEX Spot noch alternative Handelsplätze, wie Broker Plattformen und oder den bilateralen OTC Markt, gibt, so ist dieser Effekt beachtlich. Jedoch scheinen die Nichtverfügbarkeiten mit negativen Koeffizienten auf, was die Plausibilität des Modells in der Gesamtheit verringert. Es ist daher fraglich, ob im Fall des Mengenmodells eine Spezifikation der Regression gefunden werden konnte, welche das zugrundeliegende wahre Modell hinreichend abbilden kann.

4.4 Ergebnisse Intraday Markt

Für den Intraday Markt wurden ebenfalls vier Basismodelle geschätzt. Für die stündlichen Preise in den Lieferzonen Österreich und Deutschland wurden ähnlich wie für den Day-Ahead Markt drei Varianten untersucht, eine Ganzjahresbetrachtung und die beiden Regressionen für die Sommer- und Winterperioden. Als viertes Basismodell wurde der stündliche Durchschnitt der Kaufs- und Verkaufsmengen in den Lieferzonen Österreich und Deutschland analysiert⁵⁸. Bei der Spezifikation des Ganzjahres-Modells mit dem Residuallastfehler anstatt der separaten Verwendung der Windkraft- und Photovoltaikprognosefehler sind die Vorzeichen der Koeffizienten plausibel und der Erklärungsgehalt mit einem adj R-squared von 0,579 gut. So führt der Anstieg des Day-Ahead Preises um 1 EUR/MWh zu einem Anstieg des Intraday Preises um 0,78 €/MWh. Auch der Residuallastfehler bzw. dessen Polynominalterme sind statistisch signifikant. Hier würde bei einem Residuallastfehler von 3 GW ein zusätzlicher Prognosefehler von 1 GW zu einer Preissteigerung von rund 11 €/MWh führen. Die kompletten Ergebnisse der Untersuchung finden sich auch im Anhang des Berichts (Tabelle 18).

Für das Modell der Winterperiode, welches die Zeiträume Oktober bis März abdeckt (vgl. Abbildung 19), sind die Ergebnisse in Tabelle 12 dargestellt. Das Modell hat einen sehr guten Erklärungsgehalt mit einem adj. R-squared von 0,639 und die Ergebnisse sind äußerst robust. Auch eine Änderung der Schätzgleichung hinsichtlich der Dummies oder auch die Verwendung des robusten Newey-West Schätzers führen inhaltlich zu äquivalenten Ergebnissen. Die Koeffizienten zeigen ebenfalls die zu erwartenden Vorzeichen. Ein Anstieg des Day-Ahead Preises um 1 €/MWh führt zu einer Erhöhung des Intraday Preises um

⁵⁸ Für die Analyse wurden die von EPEX Spot gemeinsam für den österreichischen und deutschen Intraday Markt veröffentlichten Preise und Handelsmengen herangezogen.

0,83 €/MWh. Erhöht sich der Windprognosefehler um 1 GW, so führt dies durch die erhöhte Nachfrage zu einem Preisanstieg von 2,5 €/MWh, während der Prognosefehler bei Photovoltaik einen Preisanstieg von 2,2 €/MWh bedingt. Der Unterschied zwischen 1 GW Windkraft- oder Photovoltaikprognosefehler ist wie zu erwarten statistisch nicht signifikant, da es aus Sicht des Händler keinen Unterschied macht, ob der Prognosefehler durch einen Windkraft- oder Photovoltaikprognosefehler bedingt ist. Bei den Nichtverfügbarkeiten führt der Anstieg von 1 GW bei ungeplanten Ausfällen zu einem Preisanstieg von 1,5 €/MWh.

Zusätzlich werden die Ergebnisse des finalen Modells für die Sommermonate April bis September im Anhang präsentiert (siehe Tabelle 16). Ein Unterschied zwischen den beiden saisonalen Modellen ist, dass der Windkraftprognosefehler im Winter einen stärkeren Einfluss aufweist als im Sommer⁵⁹ und dass im Sommer der Lastprognosefehler statistisch signifikant ist. Allerdings ist der Effekt mit 0,3 €/MWh Preisanstieg bei 1 GW zusätzlichem Prognosefehler relativ gering. Dies liegt aber möglicherweise auch an der Datenlage, da die Lastprognose in Deutschland lediglich von zwei ÜNBs veröffentlicht wird⁶⁰.

Modellgüte	
Anzahl Beobachtungen	2.189
F(7, 17535)	259
Prob > F	0,000
R-squared	0,641
Adj R-squared	0,639
Root MSE	5,602

Finales Modell Intraday: Winter						
d1_EPEX Intraday Preis	Koeffizient	Std. Fehler	T	P>t	95% Konf-	Intervall
I1_EPEX Intraday Preis	-0,2289	0,0135	-16,92	0,000	-0,2554	-0,2024
I1_EPEX Spotpreis	0,2153	0,0160	13,48	0,000	0,1840	0,2466
d1_EPEX Spotpreis	0,8327	0,0185	44,94	0,000	0,7964	0,8690
I1_Wind Prognosefehler	0,0006	0,0001	5,64	0,000	0,0004	0,0008
d1_Wind Prognosefehler	0,0025	0,0002	15,02	0,000	0,0022	0,0028
I1_PV Prognosefehler	0,0009	0,0001	9,76	0,000	0,0007	0,0011
d1_PV Prognosefehler	0,0022	0,0002	12,56	0,000	0,0019	0,0026
I1_Nichtverfügbarkeiten (ungeplant)	0,0004	0,0001	3,69	0,000	0,0002	0,0007
d1_Nichtverfügbarkeiten (ungeplant)	0,0015	0,0003	4,83	0,000	0,0009	0,0021
I1_Dummy Stunde	1,3969	0,5316	2,63	0,009	0,3545	2,4393
d1_Dummy Stunde	1,3298	0,3542	3,75	0,000	0,6351	2,0244

⁵⁹ Z-Test

⁶⁰ In einer ökonometrischen Analyse ist dies vor allem dann ein Problem, wenn die Prognosefehler der zwei fehlenden TSOs systematisch von jener der Anderen abweichen würden.

I1_Dummy Block 1	-0,6113	0,3538	-1,73	0,084	-1,3050	0,0825
d1_Dummy Block1	-0,8116	8,0924	-0,10	0,920	-16,6814	15,0581
I1_Dummy Block 2	-0,8216	0,3073	-2,67	0,008	-1,4242	-0,2191
d1_Dummy Block 2	4,2261	5,6702	0,75	0,456	-6,8934	15,3456
Konstante	0,0960	0,4811	0,20	0,842	-0,8474	1,0395

Anmerkung: d1... erste Differenz, I1... erster Lag

Quelle: Frontier Economics

Tabelle 12: Ergebnisse des finalen Modells für den Intraday Markt (Winter)

Im Gegensatz dazu zeigt sich, dass das Mengenmodell im Intraday Markt im Falle einer Ganzjahresbetrachtung nur einen geringen Erklärungsgehalt liefert. Lediglich 8 % der Preisschwankungen können mit dem Modell erklärt werden. Auch der mittlere Fehler (RMSE) ist mit 436 MW im Vergleich zur durchschnittlichen gehandelten Kaufs- und Verkaufsmenge von 1.500 MW sehr hoch. Zudem weisen die negativen Vorzeichen der Koeffizienten für den Windkraft- und Photovoltaikprognosefehler nicht die korrekte Richtung auf, da ein höherer Prognosefehler die Nachfrage und somit auch den Preis im Intraday Markt erhöhen sollte. Ein mögliches Problem bei der Schätzung der gehandelten Mengen ist die unzureichende Datenlage. Auch hier fließt die Problematik ein, dass nur zwei der vier deutschen Übertragungsnetzbetreiber ihre Lastprognose veröffentlichen. Andererseits geht der Windkraft- und Photovoltaikprognosefehler auf Basis der Day-Ahead Prognose in das Modell ein⁶¹. Da am Intraday-Markt in den Jahren 2012 und 2013 fließend gehandelt wurde, sind bei den tatsächlich im Order Book eingegebenen Mengen die jeweils zum Zeitpunkt der Gebotslegung vorhandenen Informationen relevant. Durch diese zeitliche Verschiebung bilden die verfügbaren Prognosefehler die für die Stromhändler relevanten Abweichungen nicht zur Gänze ab.

4.5 Ergebnisse Regelreservemärkte

Im Rahmen der Untersuchung der Regelreserveprodukte konnten mit Ausnahme der Primärregelung keine zufriedenstellenden Modelle gefunden werden. Wie im Abschnitt zur Methodik erläutert, wurden Ausreißer eliminiert, um den Erklärungsgehalt der Fundamentaltreiber nicht zu verzerren. Als Haupttreiber der Primärregelreservepreise konnten so einerseits das Überschussangebot in den PRR-Ausschreibungen und andererseits die Einführung der Kooperation mit der Schweiz im Juli 2013 identifiziert werden.

Modellgüte	
Anzahl Beobachtungen	93
F(7, 17535)	11
Prob > F	0,000
R-squared	0,539
Adj R-squared	0,489
Root MSE	1,056

⁶¹ Die Prognosen auf der EEX Transparency Platform werden um 18.00 Uhr d-1 veröffentlicht.

Finales Modell Primärregelung						
d1_PRL Preis	Koeffizient	Std. Fehler	T	P>t	95% Konf-	Intervall
I1_PRL Preis	-0,3298	0,0491	-6,7200	0,0000	-0,4274	-0,2322
I1_Phelix Base	0,0728	0,0256	2,8400	0,0060	0,0219	0,1238
d1_Phelix Base	-0,0249	0,0284	-0,8800	0,3830	-0,0815	0,0316
I1_Überschussangebot	-0,0798	0,0155	-5,1400	0,0000	-0,1107	-0,0490
d1_Überschussangebot	-0,0364	0,0171	-2,1300	0,0360	-0,0705	-0,0024
I1_Speicherpegelstände	-5,34E-07	1,95E-07	-2,7400	0,0070	0,0000	0,0000
d1_Speicherpegelstände	0,00000344	0,00000145	2,3700	0,0200	0,0000	0,0000
I1_Dummy GCC	-3,3909	0,6592	-5,1400	0,0000	-4,7021	-2,0798
d1_Dummy GCC	-5,8201	1,0994	-5,2900	0,0000	-8,0067	-3,6335
Konstante	9,6823	1,8136	5,3400	0,0000	6,0752	13,2894

Anmerkung: d1... erste Differenz, I1... erster Lag

Quelle: Frontier Economics

Tabelle 13: Finales Modell Primärregelung

So hat die PRR-Kooperation, also der GCC Dummy, zu einer signifikanten Preissenkung um ca. 6 €/MWh geführt. Auch die Speicherpegelstände in Österreich und das Überschussangebot, d.h. angebotene Menge abzüglich ausgeschriebener Menge, sind auf dem 5% Niveau statistisch signifikant und weisen die zu erwartenden Vorzeichen auf. Der Grundlast Phelix Wochenfuture ist hingegen statistisch nicht signifikant. Eine weitere Reduktion des Modells führt zu schlechteren Postestimation Tests und zu einem geringeren Erklärungsgehalt. Das adjustiertes R-squared fällt hier auf unter 0,4. Die ökonometrischen Analysen der Angebotsmengen und Leistungspreise für die anderen Regelreserveprodukte ergeben jedoch keine robusten Modelle mit ausreichendem Erklärungsgehalt. Auch hier liegt das R-squared bei deutlich unter 40 % und plausiblen Vorzeichen der Fundamentaltreiber.

Die Ursachen hierfür können zum einen die geringe Stichprobengröße mit insgesamt 104 Datenpunkten inkl. Ausreißer sein und zum anderen die komplexen und dynamischen Kostenzusammenhänge und Preisbildungsmechanismen. Zudem können Parameter, die vermutlich ebenfalls in das Modell miteinfließen müssten, wie beispielsweise Marktmacht oder Marktkonzentration, in dem durchgehend hoch konzentrierten Markt im zeitlichen Ablauf, nicht abgebildet werden und müssen so aus der Analyse exkludiert werden. Dies ist umso bedauernder, als dass sich gerade im Bereich der PRR zeigt, dass die Ausweitung des Marktes und der dadurch entstandene Wettbewerbsdruck empirisch nachweisbare Effekte besitzen.

5 Schlussfolgerung und Ausblick

Im Rahmen der vorliegenden Arbeit wurden vier Forschungsfragen in Bezug auf den kurzfristigen physischen Stromhandel in Österreich formuliert und untersucht. Diese Ergebnisse stellen sich zusammenfassend wie folgt dar.

5.1 Forschungsfrage 1 und 2: Vermarktungsmöglichkeiten

Den Teilnehmern im kurzfristigen physischen Stromhandel in Österreich stehen verschiedene Vermarktungsmöglichkeiten zur Verfügung. Neben dem Day-Ahead und Intraday Handel über die Strombörsen EXAA und EPEX Spot ist auch eine Vermarktung über den OTC-Handel, die Bereitstellung von Anlagen für die Regelreserve oder eine Ausregelung der eigenen Bilanzgruppe möglich. Betrachtet man die zeitlichen Abläufe der Kurzfristmärkte, so zeigt sich, dass nicht alle Optionen im gleichen Zeitfenster zur Verfügung stehen. Während die Ausschreibung des Regelleistungsprodukts bereits in der Woche vor der Erbringung erfolgt, kann OTC bis 15 Minuten vor der Lieferung gehandelt werden. Die Entscheidung für die Wahl einer bestimmten Vermarktungsmöglichkeit muss daher bereits frühzeitig erfolgen. Erlöserwartung, Liquidität und Transparenz der Marktsegmente sowie technische Restriktionen spielen dabei eine wesentliche Rolle.

Im börslichen Stromhandel in Österreich ist vor allem der Day-Ahead Markt der EPEX Spot von maßgeblicher Bedeutung. Dieser besitzt das mit Abstand höchste Handelsvolumen und der ermittelte Preis stellt ein Referenzpreissignal für den gesamten deutsch-österreichischen Strommarkt dar. Der Kurzfristhandel verlagert sich in den letzten Jahren jedoch auch zunehmend in den Bereich des Intraday Marktes. Dieser gewinnt vor allem auf Grund des steigenden Anteils erneuerbarer Energien und der Notwendigkeit Prognoseabweichungen noch kurzfristiger zu vermarkten an Bedeutung. Eine detaillierte Betrachtung der derzeitigen Handelsregeln im Rahmen der Untersuchung zeigt, dass es in diesem Marktsegment nach wie vor Marktängel, wie unterschiedliche Handelsschlusszeiten in einzelnen Lieferzonen, gibt, welche die Effizienz des Intraday Marktes und die Chancengleichheit von Marktteilnehmern nachteilig beeinflussen können.

Weitere Möglichkeiten zur kurzfristigen Vermarktung stellen der OTC-Handel, der Regelreservemarkt sowie die Ausregelung der eigenen Bilanzgruppe dar. Die Vermarktung über den OTC-Handel konnte im Rahmen der Untersuchung auf Grund der mangelnden Transparenz in diesem Marktsegment nicht bewertet werden. Laut Auskünften der Marktteilnehmer spielt der außerbörsliche Handel in der kurzfristigen Vermarktung jedoch nur eine untergeordnete Rolle. Der Regelreservemarkt hingegen stellt auf Grund des derzeit sehr hohen Preisniveaus eine sehr attraktive Vermarktungsmöglichkeit dar. Bedingt durch die regulatorischen Mengenbeschränkungen in der Beschaffung durch den Übertragungsnetzbetreiber sowie die notwendigen technischen Voraussetzungen der Anlagen steht diese Option jedoch nicht allen Marktteilnehmern zur Verfügung. Alternativ zu den herkömmlichen Vermarktungsoptionen ist auch ein Einsatz der Erzeugungsanlagen zur Ausregelung der eigenen Bilanzgruppen möglich. Dabei findet kein Handel im herkömmlichen Sinne statt, sondern es werden durch den Anlageneinsatz Ausgleichsenergiekosten reduziert bzw. bei einer Unterstützung der Regelzone auch Erlöse erwirtschaftet. Diese Option wird von Marktteilnehmern derzeit bereits aktiv genutzt.

5.2 Forschungsfrage 3: Marktkonzentration

Die Marktkonzentration ist ein wichtiger Indikator für den Wettbewerb in die effiziente Preisbildung in einem Marktsegment. Die Betrachtung für den kurzfristigen physischen Stromhandel in Österreich zeigt, dass der Markt mit Ausnahme des börslichen Day-Ahead Handels durchwegs hoch bis sehr hoch konzentriert ist. Auffällig ist dabei vor allem, dass die Kon-

zentration höher wird, je näher das Marktsegment an der physikalischen Erfüllung liegt. Die Ursachen dafür liegen einerseits in der geografischen Einschränkung des Intraday bzw. Regelreservemarktes auf die Lieferzone APG und andererseits in den hohen technischen Anforderungen an die Anlagen, welche die Anzahl potentieller Teilnehmer deutlich beschränken. Dies trifft in besonderem Maß auf die Primär- und Sekundärregelreservemärkte zu. Um potentiellen Interessenten und speziell kleineren Erzeugern und Verbrauchern, die Teilnahme am Regelreservemarkt zu erleichtern, werden die Teilnahmebedingungen überarbeitet⁶².

5.3 Forschungsfrage 4: Wirkungsmechanismen

Die Auswertungen im Rahmen der Untersuchung zeigen, dass Wechselwirkungen zwischen Preisen, Handelsmengen und Fundamentaldaten vor allem im Day-Ahead Markt der EPEX Spot sehr gut identifiziert werden können. Im Betrachtungszeitraum 2012 und 2013 zeigten die Einspeisung aus Windkraft und Photovoltaik sowie die Last eine signifikante Auswirkung auf den Stromgroßhandelspreis. Im Intraday Handel besaßen vor allem die Preisentwicklungen im vorgelagerten Day-Ahead Markt, die Windkraft- und Photovoltaikprognoseabweichungen sowie ungeplante Anlagenausfälle eine signifikante Preiswirkung. Die Einflüsse auf Handelsmengen konnten mit den gewählten Modellen nur bedingt erklärt werden. Ebenso schwierig gestaltete sich die Untersuchung des Regelreservemarktes. Diese lieferte im Betrachtungszeitraum lediglich für die Primärregelreserve sinnvolle Ergebnisse und kommt zu dem Schluss, dass vor allem das Überschussangebot an Regelleistung sowie die Marktintegration mit der Schweiz eine preissenkende Wirkung besaßen.

5.4 Ausblick

Die Angleichung der Marktregeln und Handelsabläufe stellt eine wesentliche Voraussetzung für einen effizienten grenzüberschreitenden Stromhandel und gleiche Wettbewerbsbedingungen dar. Der Beseitigung bestehender Handelshemmnisse, wie der unterschiedlichen Handelsschlusszeiten im Intraday Markt der EPEX Spot, sollte daher in den kommenden Jahren ein besonderes Augenmerk geschenkt werden.

Auf Grund des steigenden Mengenrisikos im Markt, welches vor allem durch den zunehmenden Anteil erneuerbarer Energien hervorgerufen wird, ist anzunehmen, dass der Kurzfristhandel noch weiter an Bedeutung gewinnen wird. Die Weiterentwicklung dieses Marktsegments ist daher ein wichtiger Schritt, um den Strommarkt noch flexibler und zukunftsfähig zu gestalten. Die Etablierung des Handels mit 15-Minuten Produkten sowie die zeitnahe Bereitstellung von Informationen und Anreizen zur aktiveren Bilanzgruppenbewirtschaftung stellen in diesem Zusammenhang sehr sinnvoll Maßnahmen dar und können zudem einen wichtigen Beitrag zur Aufrechterhaltung der Versorgungssicherheit leisten.

Ein weiterer Fokus der regulatorischen Tätigkeit wird zukünftig auch in der Weiterentwicklung des Regelreservemarktes liegen. Dies ergibt sich einerseits aus der notwendigen Umsetzung des europäischen Netzkodexes zur Regelreserve als auch aus dem derzeit sehr hohen Preisniveau in diesem Marktsegment. Eine wesentliche Voraussetzung, um eine effiziente

⁶² Laufende und abgeschlossene Änderungsprozesse der Rahmenverträge und Präqualifikationsbedingungen siehe: <http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/konsultationen/konsultationsprozesse>

Preisbildung in einem Markt zu gewährleisten, ist die Sicherstellung ausreichender Liquidität und Wettbewerbsintensität. Um diese im Bereich der Regelreserve weiter zu erhöhen, sollten Maßnahmen zur Optimierung der Regelreservebeschaffung, wie die Möglichkeit zur Abgabe zusätzlicher Gebote für Sekundärregelenergie auf Day-Ahead Basis, und vor allem zur Öffnung der bisher zumeist nationalen Regelreservemärkte weiter vorangetrieben werden. Wie das Beispiel der grenzüberschreitenden Primärregelenergiebeschaffung mit der Schweiz zeigt, können dadurch erhebliche Effizienzpotentiale gehoben werden. Zukünftige Anstrengungen sollten daher vorwiegend in diese Richtung gehen.

6 Appendix

6.1 Wirkungszusammenhänge im physischen Stromhandel

6.1.1 Finales Day-Ahead Markt Modell

Betrachtung Winterperiode

Modellgüte	
Anzahl Beobachtungen	2.189
F(13, 2175)	302
Prob > F	0,0000
R-squared	0,6431
Adj R-squared	0,6410
RMSE	4,3946

Finales Modell Day-Ahead: Winter						
d1_EPEX Spotpreis	Koeffizient	Std. Fehler	t-Wert	P>t	95% Konf.-	Intervall
I1_EPEX Spotpreis	-0,1855	0,0124	-14,9500	0,0000	-0,2099	-0,1612
I1_Last	0,0002	0,0000	11,1700	0,0000	0,0002	0,0002
d1_Last	0,0010	0,0000	37,7000	0,0000	0,0010	0,0011
I1_Wind	-0,0002	0,0000	-9,4100	0,0000	-0,0003	-0,0002
d1_Wind	-0,0012	0,0000	-27,2100	0,0000	-0,0013	-0,0011
I1_PV	-0,0002	0,0000	-7,7000	0,0000	-0,0003	-0,0002
d1_PV	-0,0014	0,0001	-19,5300	0,0000	-0,0015	-0,0012
I1_Dummy Stunde	5,8371	0,5093	11,4600	0,0000	4,8383	6,8359
d1_Dummy Stunde	4,4442	0,3109	14,2900	0,0000	3,8344	5,0539
I1_Dummy Block	0,5984	0,2705	2,2100	0,0270	0,0679	1,1289
d1_Dummy Block	-27,0889	6,3452	-4,2700	0,0000	-39,5322	-14,6455
I1_Dummy Block2	0,2304	0,2331	0,9900	0,3230	-0,2267	0,6875
d1_Dummy Block2	-19,6704	4,4465	-4,4200	0,0000	-28,3901	-10,9506
Konstante	-3,2650	0,8628	-3,7800	0,0000	-4,9571	-1,5730

Anmerkung: d1... erste Differenz, I1... erster Lag

Quelle: Frontier Economics

Tabelle 14: Finales Day-Ahead Modell für die Wintersaison

6.1.2 Finale Intraday Markt Modelle

Ganzjahresbetrachtung

Modellgüte	
Anzahl Beobachtungen	17.543
F(7, 17535)	2.682
Prob > F	0,000
R-squared	0,579
Adj R-squared	0,579
Root MSE	5,017

Finales Modell Intraday: Ganzjahresbetrachtung						
d1_EPEX Intraday Preis	Koeffizient	Std. Fehler	T	P>t	95% Konf-	Intervall
I1_EPEX Intraday Preis	-0,1814	0,0044	-41,3500	0,0000	-0,1900	-0,1728
I1_EPEX Spotpreis	0,1446	0,0046	31,1900	0,0000	0,1356	0,1537
d1_EPEX Spotpreis	0,7821	0,0056	140,4400	0,0000	0,7712	0,7930
I1_Residuallastfehler	-0,0002	0,0000	-14,5800	0,0000	-0,0002	-0,0002
d1_Residuallast-fehler	-0,0004	0,0000	-12,3100	0,0000	-0,0005	-0,0004
I1_Residuallastfehler (squared)	3,02E-09	1,69E-09	1,7900	0,0740	0,0000	0,0000
d1_Residuallastfehler (squared)	1,32E-08	4,08E-09	3,2200	0,0010	0,0000	0,0000
I1_Nichtverfügbarkeiten (ungeplant)	0,0002	0,0000	4,9200	0,0000	0,0001	0,0002
d1_Nichtverfügbarkeiten (ungeplant)	0,0002	0,0002	1,6200	0,1060	-0,0001	0,0005
Konstante	0,7769	0,1173	6,6200	0,0000	0,5468	1,0069

Quelle: Frontier Economics

Tabelle 15: Finales Intraday Modell für das Gesamtjahr

Betrachtung Sommerperiode

Modellgüte	
Anzahl Beobachtungen	2.195
F(7, 17535)	355
Prob > F	0,000
R-squared	0,679

Adj R-squared	0,677
Root MSE	5,603

Finales Modell Intraday: Sommer						
d1_EPEX Intraday Preis	Koeffizient	Std. Fehler	T	P>t	95% Konf-	Intervall
I1_EPEX Intraday Preis	-0,2507	0,0139	-18,10	0,000	-0,2778	-0,2235
I1_EPEX Spotpreis	0,2264	0,0155	14,57	0,000	0,1959	0,2568
d1_EPEX Spotpreis	0,8177	0,0174	46,94	0,000	0,7835	0,8518
I1_Wind Prognosefehler	0,0007	0,0001	6,20	0,000	0,0005	0,0009
d1_Wind Prognosefehler	0,0019	0,0002	10,60	0,000	0,0015	0,0022
I1_PV Prognosefehler	0,0010	0,0001	11,29	0,000	0,0008	0,0011
d1_PV Prognosefehler	0,0020	0,0001	14,85	0,000	0,0018	0,0023
I1_Last Prognosefehler	-0,0002	0,0000	-3,25	0,001	-0,0002	-0,0001
d1_Last Prognosefehler	-0,0003	0,0001	-3,67	0,000	-0,0005	-0,0001
I1_Dummy Stunde	1,4964	0,5637	2,65	0,008	0,3909	2,6019
d1_Dummy Stunde	1,5155	0,3855	3,93	0,000	0,7596	2,2714
I1_Dummy Jahr	-0,1575	0,2580	-0,61	0,542	-0,6634	0,3484
d1_Dummy Jahr	-3,3832	5,6290	-0,60	0,548	-14,4219	7,6555
Konstante	0,6815	0,3856	1,77	0,077	-0,0747	1,4377

Quelle: Frontier Economics

Tabelle 16: Finales Intraday Model für die Sommersaison

7 Literatur

APG (2013). *Geschäftsbericht 2012*. Abgerufen am 8. April 2014 von APG Website:
<http://www.apg.at/~media/AF381B3D97B64D2798A21CFFF578EFC2.pdf>

APG (2014). *APG: Bedingungen zur Teilnahme an den Ausschreibungen für die Regelernergie*. Abgerufen am 17. April 2014 von APG Website:
<http://www.apg.at/de/markt/netzregelung/teilnahmebedingungen>

Bundeskartellamt (2011). *Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel*. Abgerufen am 30. April 2014 von Bundeskartellamt Website:
http://www.bundeskartellamt.de/SharedDocs/Publikation/DE/Sektoruntersuchungen/Sektoruntersuchung%20Stromerzeugung%20Stromgrosshandel%20-%20Abschlussbericht.pdf;jsessionid=A48C2812F546BFFA252D0DC6C76118E9.1_cid387?__blob=publicationFile&v=3

Bundesnetzagentur (2014). *Monitoringbericht 2013*. Abgerufen am Juni 2014 von Bundesnetzagentur Webseite:
http://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Allgemeines/Bundesnetzagentur/Publikationen/Berichte/2013/131217_Monitoringbericht2013.pdf?__blob=publicationFile&v=14

CISMO (2013). *EnergyNews Magazine*. Abgerufen am 28. Mai 2014 von EnergyNews Magazine Website:
http://www.energynewsmagazine.at/de/%E2%80%9Eerneuerbare%E2%80%9C+als+minusmacher+_n3608

DG Comp (2007). *Structure and Performance of Six European Wholesale Electricity Markets in 2003, 2004 and 2005*. Abgerufen am 12. Februar 2014 von European Commission:
http://ec.europa.eu/competition/sectors/energy/inquiry/electricity_final_part1.pdf

E&M (2014). *E&M Powernews*. Abgerufen am 9. April 2014 von Energie&Management Online: http://www.energie-und-management.de/?id=84&no_cache=1&terminID=103290

E-Control (2012). *E-Control: Sonstige Marktregeln Strom*. Abgerufen am 21. März 2014 von E-Control Website: http://www.e-control.at/portal/page/portal/medienbibliothek/strom/dokumente/pdfs/SoMa_Strom_3_V5.5.pdf

EFET (2008). *IDEM Veranstaltungen: Vorlesung Stromhandel*. Abgerufen am 8. April 2014 von Westfälische Wilhelms-Universität Münster: http://www.wiwi.uni-muenster.de/vwt/Veranstaltungen/IDEM/EFET/Niedrig_Stromhandel.pdf

EFET (2008a). *IDEM Veranstaltungen: Einführung Energiehandel*. Abgerufen am 8. April 2014 von Westfälische Wilhelms-Universität Münster: http://www.wiwi.uni-muenster.de/vwt/Veranstaltungen/IDEM/EFET/Spicker_Energiehandel_global.pdf

- ENTSO-E (2004).** *ENTSO-E: Continental Europe Operation Handbook*. Abgerufen am 17. April 2014 von ENTSO-E Website: <https://www.entsoe.eu/publications/system-operations-reports/operation-handbook/Pages/default.aspx>
- ENTSO-E (2014).** *ENTSO-E: Consumption Data*. Abgerufen am 4. März 2014 von ENTSO-E Website: <https://www.entsoe.eu/data/data-portal/consumption/>
- EPEX Spot (2014).** *Press Release*. Abgerufen am 26. Februar 2014 von EPEX Spot Website: <http://static.epexspot.com/document/25431>
- EPEX Spot (2014a).** *Tätigkeitsbericht*. Abgerufen am 26. Februar 2014 von EPEX Spot Website: <http://www.epexspot.com/de/extras/download-center/tatigkeitsbericht>
- EPEX Spot (2014b).** *EPEX Spot Handelsbedingungen*. Abgerufen am 05. März 2014 von EPEX Spot Website:
http://static.epexspot.com/document/25990/20140211_EPEX_SPOT_RR_DE.ZIP
- EPEX Spot (2014c).** *Pressemitteilungen*. Abgerufen am 9. April 2014 von EPEX Spot Website: http://www.epexspot.com/de/presse/press-archive/details/press/B_rsenrat_stimmt_f_r_15-Minuten-Auktion
- EXAA (2014).** *EXAA Market Analysis: Spot Market Energy*. Abgerufen am 26. Februar 2014 von EXAA-Website: <http://www.exaa.at/en/marketdata/market-analysis>
- EXAA (2014a).** *EXAA Unternehmensbroschüre 2014*. Abgerufen am 02. Mai 2014 von EXAA Website: <http://www.exaa.at/exaa/docs/exaa-broschuere-2014-web.pdf>
- LEBA (2014).** *LEBA Data Notifications*. Abgerufen am 12. Mai 2014 von The London Energy Brokers' Association (LEBA) Website:
http://www.leba.org.uk/pages/index.cfm?page_id=59&title=leba_data_notifications
- RWE (2013).** *Risk Management in the energy industry - Example RWE*. Abgerufen am 26. Juni 2014 von Ruhr-Universität Bochum Webseite:
http://www.ifu.rub.de/mam/content/pdf/fohlen/26_11_13_vortrag_buenting.pdf
- Statista (2014).** *EEX- Handelsvolumen mit Strom bis 2012*. Abgerufen am 25. Juni 2014 von Statista Webseite:
<http://de.statista.com/statistik/daten/studie/12486/umfrage/entwicklung-der-eex-handelsvolumina-seit-2002/>
- VSE (2012).** *Internationaler Handel mit Strom, Grünstrom-Zertifikaten und Emissionsrechten*. Abgerufen am 26. Juni 2014 von Verband Schweizerischer Elektrizitätsunternehmen Webseite: http://www.strom.ch/uploads/media/VSE_BWD_27_Handel_03-2013.pdf
- ZfK (2014).** *Mehr Transparenz für 15-Minuten-Stromprodukte*. Abgerufen am 9. April 2014 von Zeitung für kommunale Wirtschaft Website:
<http://www.zfk.de/unternehmen/energiemarkt/beschaffung-handel/artikel/mehr-transparenz-fuer-15-minuten-stromprodukte.html>