



universität
wien

MASTERARBEIT / MASTER'S THESIS

Titel der Masterarbeit / Title of the Master's Thesis

„Erneuerbare Energien im liberalisierten Strommarkt:
Eine empirische Studie über Österreich“

verfasst von / submitted by

Marta Leonczyk, BSc

angestrebter akademischer Grad / in partial fulfilment of the requirements for the degree of
Master of Science (MSc)

Wien, 2016 / Vienna 2016

Studienkennzahl lt. Studienblatt /
degree programme code as it appears on
the student record sheet:

A 066 914

Studienrichtung lt. Studienblatt /
degree programme as it appears on
the student record sheet:

Internationale Betriebswirtschaft

Betreut von / Supervisor:

Univ.-Prof. Dr. Franz Wirl

Eidesstattliche Erklärung

Ich erkläre hiermit an Eides Statt, dass ich die vorliegende Arbeit selbständig und ohne Benutzung anderer als der angegebenen Hilfsmittel angefertigt habe. Die aus fremden Quellen direkt oder indirekt übernommenen Gedanken sind als solche kenntlich gemacht. Die Arbeit wurde bisher in gleicher oder ähnlicher Form keiner anderen Prüfungsbehörde vorgelegt und auch noch nicht veröffentlicht.

Wien, im April 2016

Inhaltsverzeichnis

Abbildungsverzeichnis	II
Tabellenverzeichnis	III
Gleichungsverzeichnis	III
Einleitung	1
1 Historische Entwicklung des Ökostromsektors	3
1.1 Zukünftige Ausbauziele der Stromerzeugung	10
2 Fördermechanismen in Österreich	11
2.1 Vor- und Nachteile des österreichischen Förderregimes	14
3 Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien	15
3.1 Stromnetz	15
3.2 Strommarkt	16
3.2.1 Kurzfristige Auswirkungen	18
3.2.2 Langfristige Auswirkungen	22
4 Empirische Analyse	25
4.1 Verwendete Daten	27
4.1.1 Deskriptive Statistik	31
4.2 Methode	35
4.3 Modellformulierung	37
4.4 Schätzung der Regressionsfunktion	39
4.5 Überprüfung der Robustheit	43
5 Diskussion der Ergebnisse	48
6 Zusammenfassung	49
7 Literaturverzeichnis	51
Anhang	56
Anhang A.1 Schätzung der Regressionsgleichung 1	56
Anhang A.2 Partielle Regression der Hauptregressions-gleichung	58
Anhang A.3 Prüfung der Modellprämissen	59
Anhang A.4 Robustheitscheck	65
Kurzfassung	68
Abstract	69

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1: Inlandsstromverbrauch und seine Deckung in GWh.....	3
Abbildung 2: Entwicklung der Brutto-Engpasseleistung in MW	6
Abbildung 3: Installierte Engpasseleistung der geförderten erneuerbaren Energien.....	7
Abbildung 4: Stromerzeugung der geförderten erneuerbaren Energien.....	7
Abbildung 5: Jahrerzeugung 2014 nach Kraftwerkstyp	8
Abbildung 6: Prinzip eines Einspeisetarifmodells	12
Abbildung 7: Entwicklung der Einspeisetarife zwischen 2003 und 2012	13
Abbildung 8: Preisbildung am Spotmarkt	17
Abbildung 9: Merit-Order-Effekt: Verschiebung der Angebotskurve	18
Abbildung 10: Merit-Order-Effekt: Verschiebung der Nachfragekurve.....	18
Abbildung 11: Einfluss der Windkraft auf den Strompreis	21
Abbildung 12: langfristige Anpassung konventioneller Kraftwerke bei EE- Einspeisung.....	22
Abbildung 13: Deskriptive Statistik.....	31
Abbildung 14: saisonale Schwankung EXAA Spotmarktpreis	33
Abbildung 15: zyklisches Verhalten des EXAA Spotmarktpreises innerhalb eines Tages.....	34
Abbildung 16: Ablauf einer Regressionsanalyse	36
Abbildung 17: Schätzung der Koeffizienten der Hauptregressionsfunktion	40
Abbildung 18: Schätzung der Hauptregressionsfunktion – Modellzusammenfassung.....	42
Abbildung 19: Schätzung der Hauptregressionsfunktion – ANOVA	42
Abbildung 20: Modellzusammenfassung der Regressionsgleichung für den Robustheitscheck	44
Abbildung 21: ANOVA der Regressionsgleichung für den Robustheitscheck ..	44
Abbildung 22: Robustheitscheck - Schätzung der Regressionskoeffizienten ...	45
Abbildung 23: Regressionskoeffizienten der Tageswerte von EE	47

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1: Zusammenfassung der verwendeten Daten.....	30
---	----

Gleichungsverzeichnis

Formel 1: Heizbedarf	29
Formel 2: Kühlbedarf	29
Formel 3: simple Regressionsgleichung	35
Formel 4: multiple Regressionsgleichung	36
Formel 5: Modellformulierung – Gleichung 1	37
Formel 6: Hauptregressionsgleichung	39
Formel 7: Regressionsgleichung für Robustheitscheck	43
Formel 8: Regressionsgleichung - Einfluss der Tageswerte von EE.....	46

Einleitung

Mit der Verabschiedung des ersten Energie- und Klimapakets durch die Europäische Union wurde in Österreich ein Prozess zur Neuorientierung der österreichischen Energiepolitik eingeleitet. Neben der Reduktion der Treibhausgasemissionen und der Stabilisierung des Primärenergieverbrauchs bis 2020, kommt dem Ausbau der erneuerbaren Energien ein besonderer Stellenwert zu. (E-Control, 2015)

Ein wesentlicher Vorteil von Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien besteht in dem weitaus geringeren Ausstoß von Treibhausgasen, wodurch eine Dekarbonisierung der Energiewirtschaft vorangetrieben werden kann. Zudem soll durch die diversifizierte Energieerzeugung die Unabhängigkeit von fossilen Energieträgern forciert werden, um eine entsprechende Erhöhung der Versorgungssicherheit zu erlangen und die Wettbewerbsfähigkeit Österreichs zu stärken. (Sáenz de Miera, et al., 2008)

Für einen beschleunigten Ausbau von erneuerbaren Energien wurde im Jahr 2002 das erste Ökostromgesetz (ÖSG) in Österreich erlassen, das über die Jahre hinweg kontinuierlichen Verbesserungen unterlag und nun die letztgültige Fassung in der Novelle 2012 findet. Wesentliche Inhalte sind die konkrete Ausgestaltung des Ökostromförderregimes, eine garantierte Abnahme des Ökostroms, sowie ambitionierte Ausbauziele von Ökostromanlagen¹ bis 2020. (OeMAG, 2006), (BGBl I 2011/75, 2011) Als unmittelbare Folge des ÖSG konnten vor allem in den Bereichen Windkraft und Photovoltaik deutliche Zunahmen erreicht werden. (OeMAG, 2008-2014b)

Die rasche Verbreitung der erneuerbaren Energien bringt auch einige Risiken und Herausforderungen mit sich. Durch die dezentrale und variable Erzeugung aus Sonnen- und Windenergie wird die Netzstabilität zunehmend belastet. Darüber hinaus wird der Ausbau der erneuerbaren Energien von Fördersystemen getragen, die zwar das Ziel verfolgen die Technologien an die

¹ Unter Ökostromanlage versteht man eine Anlage, die ausschließlich aus erneuerbaren Energieträgern Strom erzeugt und als solche anerkannt ist. Der so erzeugte Strom wird Ökostrom genannt. (BGBl I 2011/75, 2011)

Marktreife heranzuführen, zugleich aber eine entsprechende Marktintegration verhindern. Dadurch wird der Preis gedrückt, wobei es in vereinzelnden Stunden sogar zu negativen Preisen an der Strombörse kommen kann. (Gawel, et al., 2013)

Dieses Phänomen war bereits Grundlage von zahlreichen wissenschaftlichen Forschungen und wurde anhand von empirischen Studien in vereinzelnden Ländern untersucht.

Ziel dieser Arbeit ist es nun einen Überblick über die Entwicklung der erneuerbaren Energien in Österreich zu schaffen, sowie die Frage zu klären, ob die erneuerbaren Energien einen Einfluss auf den österreichischen Strombörsenpreis haben. Zur Beantwortung dieser Forschungsfrage wird die Arbeit in mehrere Teile gegliedert. In Kapitel 2 werden zum einen die treibenden Faktoren für den Ausbau der erneuerbaren Energieträger erläutert und zum anderen soll ein Überblick über die historische Entwicklung und die zukünftigen Ausbauziele geschaffen werden. Folgend wird das Fördersystem in Österreich analysiert und sowohl dessen Vor- als auch Nachteile thematisiert. In Kapitel 4 wird auf die Herausforderungen hingewiesen, die sich einerseits für das Stromnetz und andererseits für den Strommarkt ergeben. Zuletzt wird der Einfluss der erneuerbaren Energien auf den Strombörsenpreis anhand einer multiplen Regressionsanalyse untersucht, deren Ergebnisse detailliert beschrieben werden.

1 Historische Entwicklung des Ökostromsektors

In Österreich wird der Förderung des Stroms aus erneuerbaren Energien bereits seit geraumer Zeit hohe politische Priorität eingeräumt. Durch den steigenden Anteil erneuerbarer Energien an der Gesamterzeugung ist man einerseits bestrebt einen Beitrag zur Reduktion der Treibhausgasemissionen im Rahmen der Klimaschutzprogramme zu leisten und so der Verpflichtung Österreichs gegenüber der EU nachzukommen. Andererseits beruht die steigende Bedeutung erneuerbarer Energien auf der Notwendigkeit sich an die Entwicklung des Inlandsstromverbrauchs und dessen Deckung anzupassen.

Wie aus Abbildung 1 hervorgeht, weist der österreichische Strombedarf eine stetige Zunahme auf, die einer durchschnittlichen Wachstumsrate von etwa 2% pro Jahr entspricht.

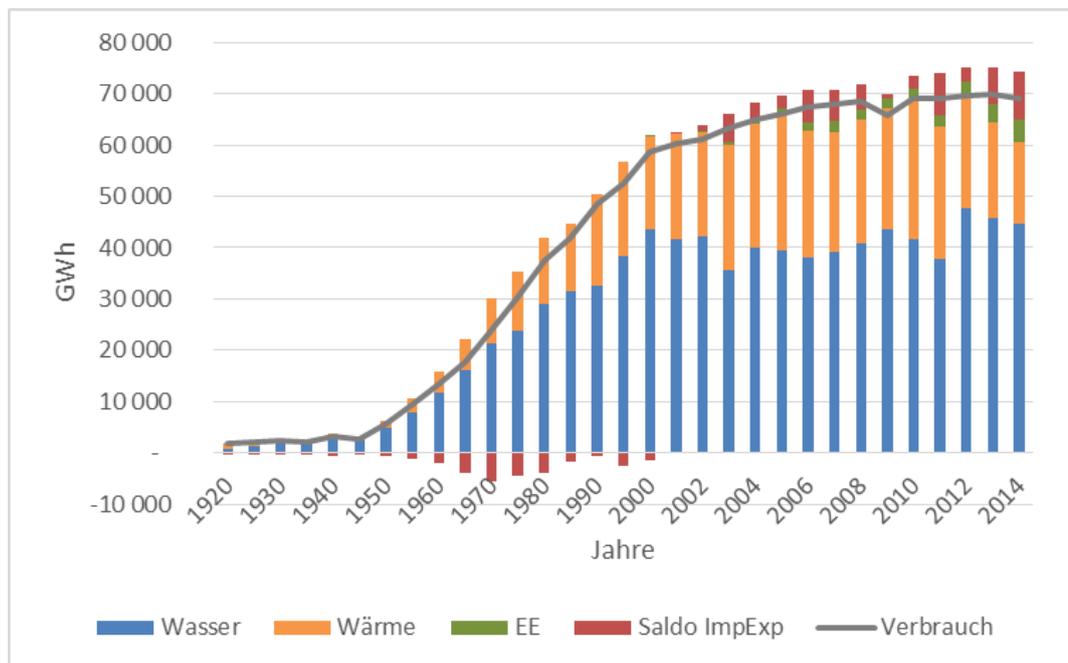


Abbildung 1: Inlandsstromverbrauch und seine Deckung in GWh

Quelle: Eigene Darstellung (E-Control, 2015a)

Ausgehend vom Jahr 1970 betrug der Inlandsstromverbrauch 23,9 TWh, während das Jahr 2014 bereits einen Stromverbrauch von rund 68,9 TWh

aufweist. Dies stellt eine nahezu Verdreifachung des Stromverbrauchs über 44 Jahre dar. Einzig das Jahr 2009 stellt eine Ausnahme dar, wo sich die Auswirkungen der Wirtschaftskrise widerspiegeln und der Energieverbrauch einen Rückgang von 3,8 % verzeichnete. (E-Control, 2014b)

Dem steht die Erzeugungsseite gegenüber, die weitgehend korrespondierend mit der Zunahme des Stromverbrauchs ihre Erzeugungsmenge auf 65,1 TWh in 2014 erhöht hat. Der mit rund 68% größte Anteil der Stromerzeugung basiert auf der Wasserkraft. Das zweite Standbein der österreichischen Stromerzeugung stellen Wärmekraftwerke mit ca. 20% dar. Zudem leisten in der jungen Vergangenheit neue erneuerbare Energieformen einen steigenden Beitrag zur österreichischen Energieversorgung. Wie in Abbildung 1 zu sehen ist, konnte bis 2000 der Stromverbrauch problemlos durch die einheimische Erzeugung gedeckt werden. Darüber hinaus war Österreich bis 2000 Nettoexporteur von Strom. Ab 2001 begann sich die Situation allmählich zu ändern, wonach Österreich sich zu einem Nettoimporteur von Strom entwickelte, da der wachsende Stromverbrauch durch die einheimische Stromerzeugung nicht mehr gedeckt werden konnte. (E-Control, 2015a) Für Österreich bedeutet dies eine zunehmende Abhängigkeit von physikalischen Stromimporten, die einen erheblichen Einfluss auf die Versorgungssicherheit des Landes darstellt. (APG, 2014)

Vor dem Hintergrund der energiepolitischen Herausforderungen, wurde 2002 das ÖSG erlassen, um den Ausbau erneuerbarer Energieträger voranzutreiben. Damit wurde ein gesetzliches bundesweites Förderregime geschaffen, das für die Neuerrichtung und Erweiterung von Ökostromanlagen unerlässlich war. Die Notwendigkeit einer entsprechenden Förderung dieser Technologien kann einerseits auf die hohe Kapitalintensität und andererseits auf das Investitionsrisiko zurückgeführt werden. Der Bau von Kapazitäten geht mit hohen Investitionskosten einher und führt zu langen Amortisationszeiten, die gleichzeitig mit Unsicherheiten behaftet sind. So wird Stromerzeugung, die auf den variablen Energieträgern Sonne bzw. Wind basiert, schnell zu einer schwer kalkulierbaren Größe. Dies wird von politischer Unsicherheit begleitet, wo sich Rahmenbedingungen bzw. die Förderpolitik kurzfristig ändern können. Die daraus resultierenden Marktrisiken haben bei der Finanzierung solcher Projekte

höhere Risikoaufschläge zur Folge, die die Gesamtkosten für potentielle Investoren steigen lassen. Dem stehen Subventionen für fossile und nukleare Energieträger, sowie eine mangelnde Internalisierung externer Umweltkosten bei der Nutzung konventioneller Kraftwerke gegenüber. (Fischer, et al., 2012)

Unter den gegebenen Marktbedingungen bedarf es daher entsprechender Förderinstrumente und Anreizsysteme, die diese Asymmetrien zu fossilen Energieträgern verringern und weniger ausgereifte Technologien an die Marktreife heranführen, um somit ein breites Portfolio an Stromerzeugungstechnologien zu etablieren. (Haas, et al., 2011) Förderberechtigt sind laut dem Ökostromgesetz Kleinwasserkraft, Windkraft, Biomasse und Biogas, sowie Photovoltaik. Großwasserkraftwerke werden von der Förderung explizit ausgenommen, da sie eine entsprechende Wettbewerbsreife besitzen und somit auf keine Unterstützung angewiesen sind. (BGBl I 2011/75, 2011)

Die Einführung des Ökostromgesetzes spiegelte sich in der strukturellen Änderung des österreichischen Kraftwerkparks wieder. Wie aus Abbildung 2 hervorgeht, ergab sich bis 2002 der Zuwachs der installierten Engpassleistung² hauptsächlich aus dem Zubau von Wasser- und Wärmekraftwerken.

² Als Engpassleistung wird die durch den leistungsschwächsten Teil begrenzte, höchstmögliche elektrische Dauerleistung der gesamten Anlage mit allen Maschinensätzen verstanden. (BGBl I 2011/75, 2011)

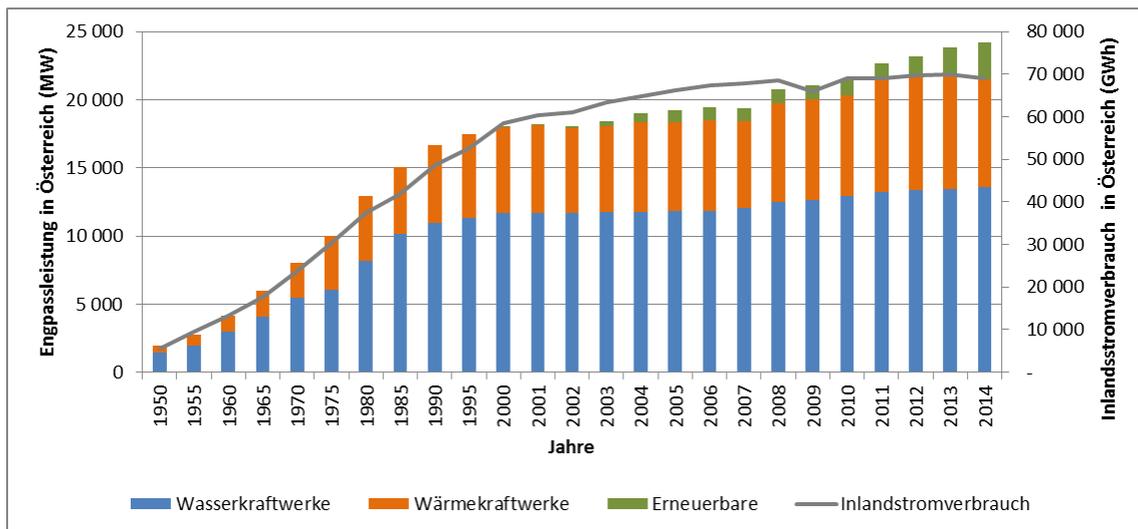


Abbildung 2: Entwicklung der Brutto-Engpassleistung in MW

Quelle: Eigene Darstellung (E-Control, 2014c)

Analog zum gestiegenen Inlandsstromverbrauch stieg die installierte Engpassleistung von 1.964 MW in 1950, auf 18.158 MW in 2001. Im Jahr 2002 bestand die Brutto-Engpassleistung von 18.078 MW bereits zu 64,6% aus Wasserkraftwerken, zu 34,6% aus Wärmekraftwerken und zu 0,8% aus Erneuerbaren. Mit der Einführung des ÖSG konnte in den darauffolgenden Jahren ein signifikanter Anstieg der Ökostromanlagenkapazitäten festgestellt werden. (E-Control, 2014a)

Betrachtet man die Entwicklung der installierten Engpassleistung der geförderten erneuerbaren Energien im Detail, so wird ersichtlich, dass über die Jahre hinweg in allen Bereichen ein stetiger Zuwachs erzielt werden konnte. Einzig das schlechte Wind- und Wasserjahr 2011 weist einen geringfügigen Rückgang auf – siehe Abbildung 3. (E-Control, 2013) Ein wesentlicher Teil der installierten Engpassleistung ist auf die Windkraft zurückzuführen. Abbildung 3 zeigt eine Steigung von 106% in einem Zeitraum von 2008 bis 2014. In den letzten drei Jahren konnte zudem ein rasanter Anstieg von Photovoltaikanlagen verzeichnet werden. Während im Jahr 2012 die installierte Engpassleistung 172,1 MW betrug, weist das Jahr 2014 bereits einen Wert von 404 MW auf. Dies entspricht einem Zuwachs von 134,98%. Ein Zuwachs konnte auch bei der Kleinwasserkraft beobachtet werden, die 2014 in einer installierten Leistung von

390,9 MW resultierte. Einen leichten Rückgang weisen hingegen die Technologien Biomasse und Biogas auf. (OeMAG, 2008-2014b)

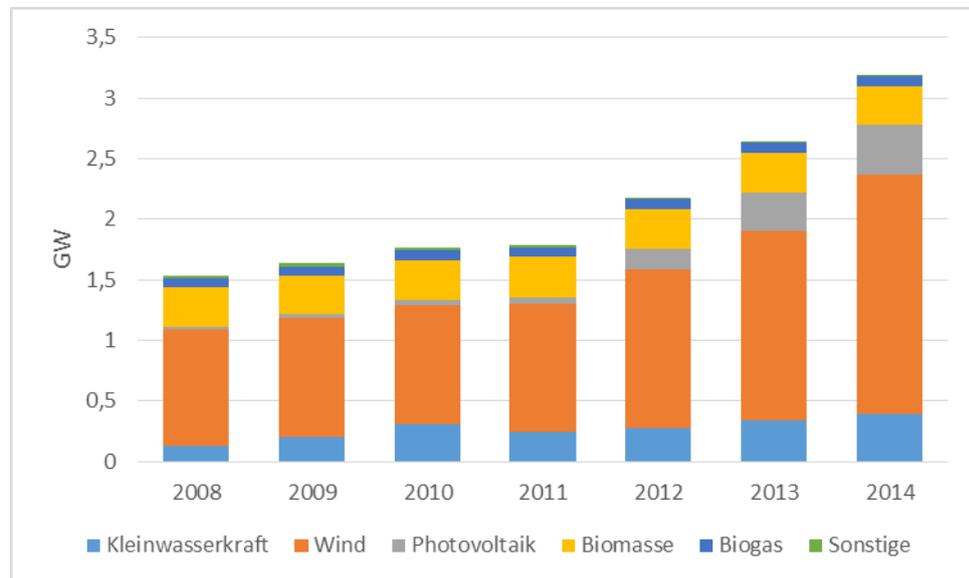


Abbildung 3: Installierte Engpassleistung der geförderten erneuerbaren Energien

Quelle: Eigene Darstellung (OeMAG, 2008-2014b)

Die Entwicklung des eingespeisten Ökostroms geht einher mit jener der installierten Engpassleistung. Wie aus Abbildung 4 hervorgeht kann bis auf zwei Ausnahmen ein Zuwachs der geförderten Stromerzeugung festgestellt werden.

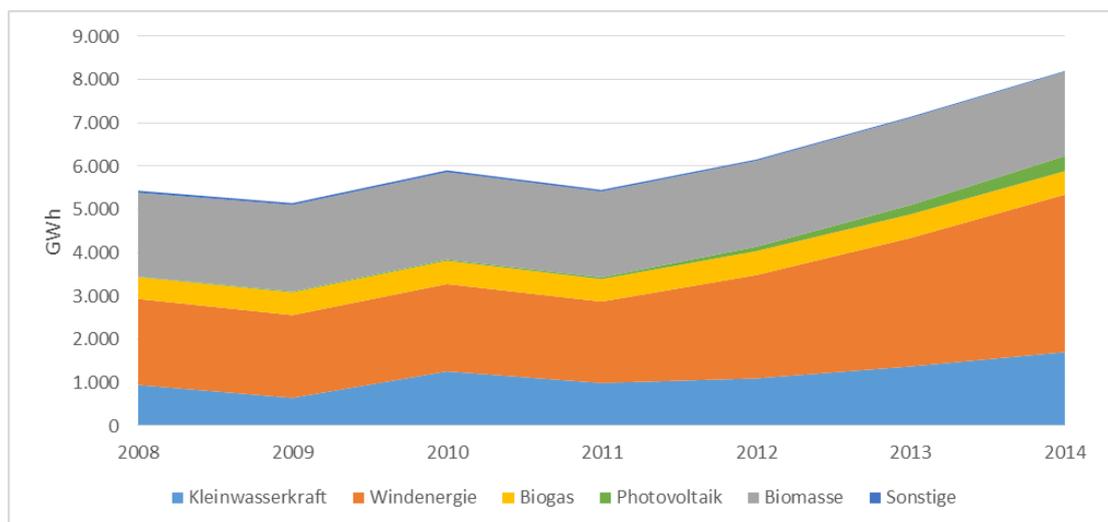


Abbildung 4: Stromerzeugung der geförderten erneuerbaren Energien

Quelle: Eigene Darstellung (OeMAG, 2008-2014a)

Der Rückgang im Jahr 2009 ist auf die Auswirkungen der Wirtschaftskrise zurückzuführen und die geringere Stromerzeugung in 2011 resultierte aus einem relativ wasser- und windarmen Jahr. (E-Control, 2013) Ab dem Jahr 2011 kann hingegen die größte Zunahme der geförderten Einspeisemengen beobachtet werden. An der Spitze der Stromerzeugung aus geförderten erneuerbaren Energieträgern befindet sich entsprechend der installierten Leistung, die Windenergie. 2014 wurden insgesamt 3.639,87 GWh an gefördertem Strom ins Stromnetz eingespeist. Platz zwei und drei belegen Biomasse und Kleinwasserkraft mit 1.941,25 GWh und 1.703,07 GWh. Kontraintuitiv zum rasanten Zuwachs der installierten Leistung von Photovoltaikanlagen, spielt diese Technologie mit 351,36 GWh eine eher untergeordnete Rolle in der Stromerzeugung in 2014. Auch die Einspeisemengen von Biogasanlagen fallen mit 542,68 GWh relativ gering aus.

Gemessen an der Gesamterzeugung im Jahr 2014 (65.109 GWh), ist der Anteil der geförderten Einspeisemengen über die Jahre hinweg auf rund 12,6 % (8.219,8 GWh) gestiegen.

Für das Jahr 2014 ergibt sich somit jene Aufteilung der Jahreserzeugung nach Kraftwerkstyp, die der Abbildung 5 entspricht.

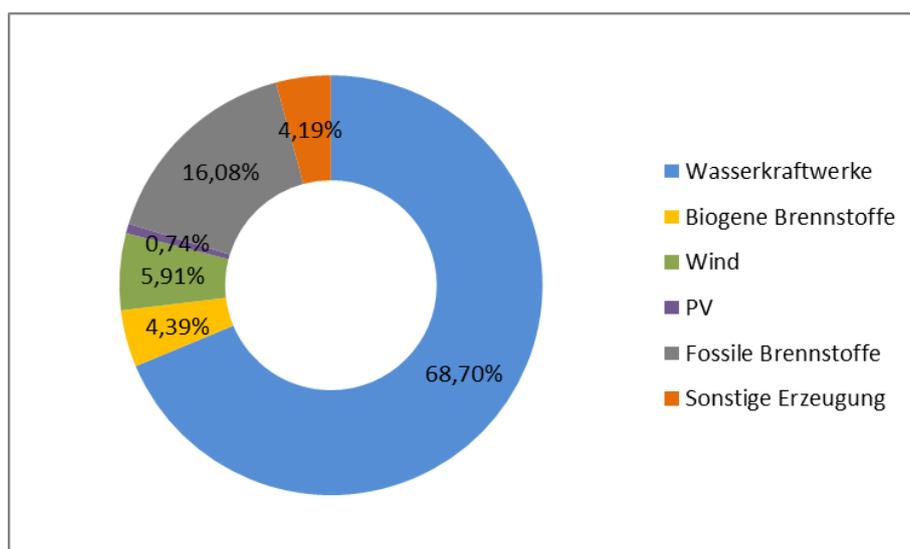


Abbildung 5: Jahreserzeugung 2014 nach Kraftwerkstyp

Quelle: Eigene Darstellung (E-Control, 2014a)

Die österreichische Stromerzeugung ist mit 68,7% wesentlich durch die Wasserkraft geprägt. Zudem werden 16,08% aus fossilen Brennstoffen erzeugt, wobei sich dieser Wert hauptsächlich aus Erdgas und Steinkohle zusammensetzt. 3.845 GWh wurden durch die Windkraft ins Stromnetz eingespeist, was einem Anteil von 5,91% entspricht. Die Biogenen Brennstoffe teilen sich zu 79,16% in feste Brennstoffe, zu 19,08% in gasförmige Brennstoffe und zu 1,76% in Klär- und Deponiegas auf und nehmen in Summe 4,39% der Gesamterzeugung ein. Unter sonstige Erzeugung fallen in erster Linie sonstige Biogene, sonstige Biogene und die Mischfeuerung. Das Schlusslicht bildet die Photovoltaik mit 480 GWh bzw. 0,74%. (E-Control, 2014a)

Vergleicht man nun Abbildung 4 und Abbildung 5, so wird ersichtlich, dass die geförderte Einspeisemenge von der gesamten Erzeugung der erneuerbaren Energien abweicht. Dies ist darauf zurückzuführen, dass nicht alle Anlagen vom Förderregime erfasst werden, bzw. ein Teil der Anlagenbetreiber sich bewusst gegen eine Förderung entscheidet und seine ins Stromnetz eingespeisten Mengen auf dem freien Markt veräußert. Da es sich allerdings um einen sehr geringen Anteil handelt und dieser somit vernachlässigbar ist, wird für die weitere Arbeit angenommen, dass die geförderte Einspeisemenge der tatsächlichen Erzeugung der erneuerbaren Energien (exkl. Großwasserkraft) entspricht.

Die statistische Auswertung zeigt, dass die österreichische Energieversorgung auf einem relativ ausgewogenen Energieträgermix beruht, wobei sich die Erzeugungsstruktur in den letzten Jahren zugunsten der erneuerbaren Energieträger entwickelt hat. Auch in Zukunft soll diese Entwicklung beibehalten und ein entsprechender Fokus auf den Ausbau erneuerbarer Energieträger gesetzt werden.

1.1 Zukünftige Ausbauziele der Stromerzeugung

Trotz seiner steigenden Bedeutung in den vergangenen Jahren steht der Ausbau erneuerbarer Energien erst am Anfang seiner Entwicklung. Durch energiepolitische Rahmenbedingung sowie einer fortschreitenden Ökologisierung der Stromerzeugung nach der Katastrophe von Fukushima im März 2011 wird der Ausbau zusätzlich beschleunigt. (APG, 2014) Mit der Verpflichtung Österreichs den Vorgaben des Energie- und Klimapakets der EU zu entsprechen, soll bis 2020 der Anteil erneuerbarer Energien an der gesamten Energieversorgung um 20% gesteigert werden. Für Österreich entspricht das einer Anhebung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträger auf 34%. (E-Control, 2015)

Um dieses Zielvorgaben umzusetzen, sieht das ÖSG in seiner aktuellen Fassung aus dem Jahr 2012 folgende Ausbauziele vor (BGBl I 2011/75, 2011):

- Wasserkraft: 1000 MW
- Windkraft: 2000 MW
- Biomasse und Biogas: 200 MW
- Photovoltaik: 1200 MW

Zudem bestehen bereits über 2020 hinaus weitere Zielvorgaben, die die Vorreiterrolle der EU in Sachen Klima und Energie festigen sollen.

Kernziele sind die Reduktion der CO₂ Emissionen um 40% im Vergleich zu 1990, ein EU-weites Ziel für den Anteil erneuerbarer Energien von 27%, sowie ein EU-weites Ziel für Energieeffizienz von mindestens 27%. (European Commission, 2014)

Um den ambitionierten Vorgaben gerecht zu werden, wurde in Österreich ein Fördersystem etabliert, dass an das deutsche Einspeisetarifmodell angelehnt ist. Eine genaue Beschreibung des österreichischen Fördermodells folgt nun in Abschnitt 3.

2 Fördermechanismen in Österreich

Das österreichische Fördermodell beruht in seiner aktuellen Fassung auf dem ÖSG 2012 und besteht im Wesentlichen aus der Betriebsförderung von behördlich anerkannten Ökostromanlagen mittels Einspeisetarifen und Investitionszuschüssen.

Mit der Abwicklung der Förderungen ist seit 2006 die Ökostromabwicklungsstelle betraut, dessen Betreiber die OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG ist. Dabei wird die Ökostromabwicklungsstelle mit der Abnahme des Stroms aus anerkannten Ökostromanlagen verpflichtet, solange die dafür gesetzlich vorgesehenen Fördermittel nicht ausgeschöpft sind. Der abgenommene Ökostrom wird in weiterer Folge den Stromhändlern verhältnismäßig zu den Abgabemenge an den Endverbraucher und der gesamten Endkundenabgabemenge in Österreich zugewiesen. (OeMAG, 2015)

Bei der Vergütung des abgenommenen Ökostroms haben die Anlagenbetreiber die Möglichkeit zwischen zwei Preisen zu wählen, wobei sie sich mit ihrer Wahl auf zumindest ein Jahr festlegen müssen. Dabei kann die Vergütung auf Basis von Marktpreisen, oder regulierungsbehördlich festgelegten Einspeisetarifen erfolgen. Die festgelegten Einspeisetarife unterliegen einer technologiespezifischen Differenzierung und werden zudem über eine gesetzlich festgelegte Tariflaufzeit garantiert. So beträgt die Tariflaufzeit für rohstoffabhängige Ökostromanlagen (feste und flüssige Biomasse, sowie Biogas) 15 Jahre und für die restlichen Technologien 13 Jahre. (BGBl I 2011/75, 2011)

Mit dem Einsatz des Einspeisetarifs und einer garantierten Laufzeit, erhofft man sich Investitionen in erneuerbare Energien attraktiver zu gestalten und das Investitionsrisiko überschaubar zu halten. Zudem soll für die Betreiber von Ökostromanlagen ein Anreiz geschaffen werden, Strom solange zu produzieren, bis die Grenzkosten dem Einspeisetarif entsprechen – siehe Abbildung 6. Bei gegebenen Grenzkosten (GK) des Betreibers einer Ökostromanlage und bei einem garantierten Einspeisetarif p wird damit die angestrebte Menge q an Ökostrom produziert. (Menanteau, et al., 2003)

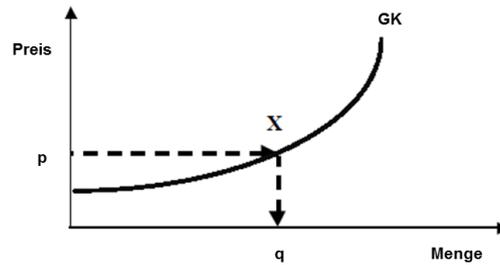


Abbildung 6: Prinzip eines Einspeisetarifmodells

Quelle: (Menanteau, et al., 2003)

Dabei ist der Einspeisetarif unabhängig von der Entwicklung des Marktpreises, wird aber technologiespezifisch ausgerichtet. Dies ermöglicht es nach Einflussparametern wie Art der Technologie, Anlagengröße, Qualität des eingesetzten Rohstoffs im Fall von Biomasse- bzw. Biogasanlagen, oder Entwicklungsstand der verwendeten Technologie zu differenzieren. (Couture, et al., 2010)

Bei genauer Betrachtung der Entwicklung der Einspeisetarife im Vergleich zum Marktpreis wird ersichtlich, dass die festgelegten Einspeisetarife zumeist deutlich über dem Marktpreis liegen und somit eine attraktivere Form der Vergütung für Ökostromanlagenbetreiber darstellen. Wie aus Abbildung 7 hervorgeht, waren abgesehen von den Kleinwasserkraftwerken die fixen Einspeisetarife immer deutlich höher, als der Marktpreis. Einen Extremfall stellt dabei der Einspeisetarif für Photovoltaik dar, wo die Vergütung im Jahr 2012 bei 49,02 Cent/kWh lag, während der Marktpreis einen Wert von 5,65 Cent/kWh lieferte.



Abbildung 7: Entwicklung der Einspeisetarife zwischen 2003 und 2012

Quelle: (E-Control, 2012)

Für den Erfolg dieser Fördermaßnahme und den effizienten Einsatz von Fördermitteln sind in erster Linie die Höhe des Einspeisetarifs, sowie die Ausgestaltung des Vergütungssystems entscheidend. Der Tarif sollte dabei so gewählt werden, dass die Investitionskosten gedeckt, eine angemessene Rendite erwirtschaftet und ein entsprechender Lerneffekt erzielt werden kann. (Couture, et al., 2010)

Für die Gewährleistung eines Lerneffekts sorgt zumeist ein automatischer Degressionsmechanismus, der bei der Festlegung des Einspeisetarifs berücksichtigt wird. (Haas, et al., 2011) Dabei hängt die Reduktion bzw. Erhöhung der Einspeisetarife von der Über- oder Unterschreitung des angestrebten Ausbauzieles ab. Schreitet der Ausbau schneller voran, hat dies ein automatisches Absinken des spezifischen Einspeisetarifs zur Folge. (Fischer, et al., 2012), (Kalt, et al., 2013)

Mit dem ÖSG 2012 wurde eine technologiespezifische Degression berücksichtigt, die folgende jährliche Absenkung der Einspeisetarife vorsieht (BGBl I 2011/75, 2011):

- 8% bei Anlagen auf Basis von Photovoltaik
- 1% bei Windkraft
- 1% bei den übrigen Ökostromtechnologien

2.1 Vor- und Nachteile des österreichischen Förderregimes

Kombiniert mit der Kontrahierungspflicht seitens der Ökostromabwicklungsstelle und einem vorrangigen Netzzugang, stellen Einspeisetarife ein attraktives Förderinstrument für Investoren dar, da sich die Risiken auf ein Minimum reduzieren und eine adäquate Investitionssicherheit gewährleistet werden kann. Die Tatsache, dass die Einspeisetarife für einen längeren Zeitraum festgelegt werden und die Anlagen weitgehend unabhängig vom eigentlichen Strommarkt operieren, bewirken, dass die Einkünfte aus dem Betrieb einer Ökostromanlage weitgehend berechenbar werden. Die Risiken volatiler Strompreise werden von den Endkunden bzw. den übrigen Akteuren übernommen und was bleibt ist einzig das Risiko, das sich auf die Wetterabhängigkeit der produzierten Strommenge beschränkt. (Fischer, et al., 2012)

Durch das Einspeisetarifmodell wurde aber gleichzeitig ein Marktsegment geschaffen, das geförderte Anlagen vom wettbewerblichen Strommarkt abschottet. Dies bewirkt, dass Marktsignale für die Erzeugung keine Rolle spielen, was eine negative Auswirkung sowohl auf den wettbewerblichen Strommarkt, als auch auf die systemtechnischen Aspekte der Stromversorgung hat. So kann es beispielsweise zu Zeiten von hoher Wind- und PV-Einspeisung zu negativen Börsenpreisen kommen. Zudem erfordert die volatile Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien einen erhöhten Regelenergiebedarf³, sowie einen entsprechenden Investitionsbedarf in die Stromnetze. Die Tatsache, dass keine Anreize zu einer nachfrageorientierten Stromerzeugung bestehen hat zudem langfristige Auswirkungen auf die Wirtschaftlichkeit konventioneller Kraftwerke. (Kalt, et al., 2013)

Im nachfolgenden Kapitel werden die Auswirkungen des Ausbaus der erneuerbaren Energien im Detail thematisiert.

³ Für eine sichere Stromversorgung ist ein Gleichgewicht zwischen Erzeugung und Verbrauch zu jedem Zeitpunkt notwendig. Abweichungen von diesem Gleichgewicht (z.B. durch unerwartete Erzeugungsänderung) müssen durch die Regelenergie ausgeglichen werden, um Störungen der Systemsicherheit abzuwenden. (APG, 2015)

3 Auswirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien

3.1 Stromnetz

Die sich zunehmend ändernde Energieversorgungsstruktur zugunsten von fluktuierenden Energiequellen in Österreich, bzw. in Europa, stellt den Netzbetrieb vor beträchtlichen Herausforderungen für Effizienz und Versorgungssicherheit, die eine systemtechnische Lösung benötigen. (Gawel , et al., 2013) Die heutige Einspeisesituation ist aufgrund von bevorzugter Abnahme des Ökostroms durch volatile Stromerzeugung aus Wind und PV geprägt. Zudem wird in den nächsten Jahrzehnten ein massiver Ausbau von erneuerbaren Energien erwartet. Für die Netzstabilität stellt diese sehr dynamische und schwer prognostizierbare Stromerzeugung zunehmend eine Belastung dar. Da die Erzeugung aus erneuerbaren Energien dargebotsabhängig ist und sich zeitlich nicht nach dem Strombedarf der Verbraucher richten kann, muss für einen entsprechenden Ausgleich mittels konventioneller Kraftwerke zwischen Erzeugung und Verbrauch im Netz gesorgt werden, der essentiell für die Stabilität des Energiesystems ist. Zudem führt der zunehmende kurzfristige Stromhandel an den Börsen zu vermehrten internationalen Austäuschen und damit zu einem steigenden Bedarf an Abstimmungen mit den benachbarten Übertragungsnetzbetreibern. (APG, 2014)

Um den Systembetrieb und eine höchstmögliche Versorgungssicherheit auch bei sehr hohem Anteil von erneuerbaren Energien bzw. kurzfristig auftretenden massiven Erzeugungsspitzen aufrechtzuerhalten, sind einerseits ein entsprechender Netzausbau und andererseits das Bereitstellen von konventionellen Kraftwerkskapazitäten und entsprechenden Regel- und Speichermöglichkeiten zwingend erforderlich. Ohne entsprechende Maßnahmen erhöht sich das Risiko für den Netzbetrieb und die Versorgungssicherheit, was zu vermehrten Stromausfällen und im Extremfall sogar zu Blackouts in Österreich führen könnte. (APG, 2014)

Die sich laufend verändernde Erzeugungsstruktur hat aber nicht nur Auswirkungen auf die Netzstabilität. Ein massiver Einfluss kann ebenso auf den Strommarkt verzeichnet werden.

3.2 Strommarkt

Durch den steigenden Anteil an volatiler Erzeugung aus erneuerbaren Energien hat der kurzfristige Handel von Strom am Großhandelsmarkt in den vergangenen Jahren zunehmend an Bedeutung gewonnen. Dies ist zum einen darauf zurückzuführen, dass die volatile Stromerzeugung eine immer flexiblere Vermarktung erfordert, zum anderen wird durch die steigende Liquidität eine immer kurzfristigere Beschaffung ermöglicht. (Süßenbacher, et al., 2015)

Die Preisbildung an den Spotmärkten für Strom folgt dem klassischen Mechanismus für Angebot und Nachfrage. Wie aus Abbildung 8 hervorgeht, ergibt sich der Marktpreis aus dem Schnittpunkt der aggregierten Angebots- und Nachfragekurve.

Der Verlauf der Nachfragekurve wird spezifiziert durch die Bereitschaft der Stromabnehmer maximal einen Preis p für eine Menge q zu bezahlen. Da nur wenige gewerbliche Stromkunden ihren Verbrauch nach Preissignalen richten, verläuft die Nachfragekurve nahezu senkrecht. Bei erhöhtem Strombedarf wird die Nachfragekurve weiter rechts platziert und vice versa. (Haas, et al., 2012) (Sáenz de Miera, et al., 2008) Die Angebotskurve ergibt sich hingegen aus jenem Preis p , zu dem die Stromerzeuger bereit sind eine Menge q zu produzieren. Dabei wird die Angebotskurve maßgeblich durch die Grenzkosten der Kraftwerke bestimmt. Da in einem perfekten Wettbewerbsmarkt der Marktpreis aufgrund von regem Wettbewerb als gegeben erachtet wird, wird jeder Anlagenbetreiber Strom solange erzeugen, bis die Grenzkosten dem Marktpreis entsprechen. Wenn nun eine Menge q zu einem vorgegebenen Preis p erzeugt wurde, dann muss der Preis p den Grenzkosten entsprechen, was wiederum bedeutet, dass die Angebotskurve der Grenzkostenkurve entspricht. (Stoft, 2002), (Sáenz de Miera, et al., 2008)

Da die Kraftwerke innerhalb desselben Kraftwerkstyps ähnliche Grenzkostenkurven aufweisen, kann eine Reihung anhand der Grenzkosten der

Kraftwerkstypen vorgenommen werden. Dabei entsteht eine stufenartige Angebotskurve, die als Merit Order bezeichnet wird. (Haas, et al., 2012) (Böckers, et al., 2013)

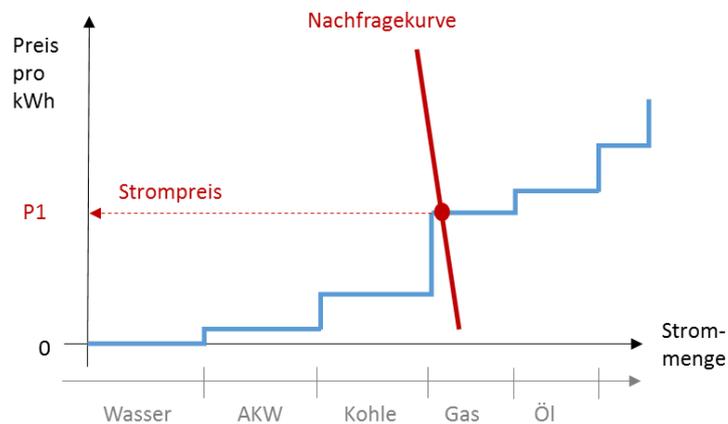


Abbildung 8: Preisbildung am Spotmarkt

Quelle: Eigene Darstellung (Sensfuß, et al., 2008)

Die Merit Order begann zumeist mit Wasserkraftwerken, da sie nahezu keine Grenzkosten aufweisen, gefolgt von den Atomkraftwerken. Die Brennstoffkosten bei Kohlekraftwerken und bei gasbetriebenen Kraftwerken lassen die Grenzkosten steigen, weshalb diese Kraftwerkstypen weiter rechts in der Merit Order eingereiht werden. Am Ende der Merit Order stehen Kraftwerke, die mit Öl betrieben werden. (Haas, et al., 2012)

Der Preis an der Strombörse ergibt sich nun durch den Schnittpunkt der Merit Order Kurve (Angebotskurve) und der Nachfragekurve. Dabei werden Kraftwerke mit den jeweils geringsten Grenzkosten solange zugeschaltet, bis die Nachfrage gedeckt ist. Das letzte Gebot, das einen Zuschlag erhält, bestimmt somit den Strompreis P1. Dies hat zur Folge, dass jeweils das teuerste Kraftwerk den Strompreis bestimmt, das zur Deckung der Nachfrage benötigt wird. (Sáenz de Miera, et al., 2008), (Haas, et al., 2012)

Durch die erhöhte Erzeugung basierend auf erneuerbaren Energien, die keine Grenzkosten bzw. Grenzkosten von nahezu null aufweist und im Zuge der

Förderung eine priorisierte Abnahme eingeräumt wird, kommt es nun zu einer kurzfristigen Verschiebung der Angebotskurve nach links bzw. zu einer kurzfristigen Verschiebung der Nachfragekurve nach rechts.

3.2.1 Kurzfristige Auswirkungen

In der Literatur werden stets zwei Sichtweisen unterschieden. So spricht (Sensfuß, 2013) von einem erhöhten Angebot an Stromerzeugung durch erneuerbare Energien, weshalb es zu einer Verschiebung der Angebotskurve nach rechts kommt (Abbildung 9). In den meisten Fällen wird hingegen von einer verringerten Nachfrage nach Strom aus konventionellen Kraftwerken gesprochen. (Sensfuß, et al., 2008) Dies wird durch die Verschiebung der Nachfragekurve nach links zum Ausdruck gebracht – siehe Abbildung 10.

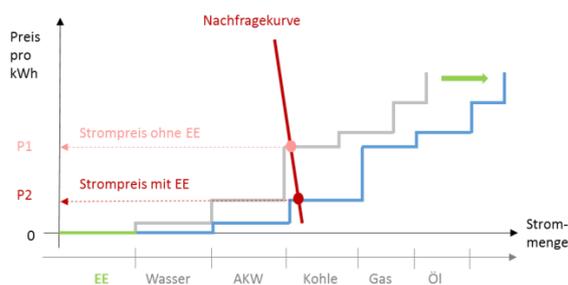


Abbildung 9: Merit-Order-Effekt: Verschiebung der Angebotskurve

Quelle: (Sensfuß, 2013)



Abbildung 10: Merit-Order-Effekt: Verschiebung der Nachfragekurve

Quelle: (Sensfuß, et al., 2008)

Im ersten Fall fällt der Preis trotz hoher Nachfrage auf das Niveau von P2, da bereits ein Teil der Nachfrage durch die erneuerbaren Energien gedeckt wird und somit die teuersten konventionellen Kraftwerke nicht mehr benötigt werden. Im zweiten Fall kommt es bei gleichbleibendem Angebot zu einer verminderten Nachfrage nach konventionellen Kraftwerken, weshalb der Preis auf P2 sinkt. In beiden Fällen kommt es aufgrund der erhöhten Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien zur gleichen Preisreduktion, die wiederum als der Merit-Order-Effekt bezeichnet wird. (Haas, et al., 2012), (Sensfuß, et al., 2008)

Der Merit-Order-Effekt entspricht somit dem Preisunterschied, der aus der Stromeinspeisung mit und ohne erneuerbaren Energien resultiert ($P_1 - P_2$). Die Höhe des Preisunterschieds wird dabei von folgenden Faktoren beeinflusst:

- Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerkparks
- Internationaler Stromaustausch
- Korrelation der Einspeisung von erneuerbaren Energien und Nachfrage

Wie bereits zuvor erwähnt, bilden die Grenzkosten der einzelnen Kraftwerke die Merit-Order-Kurve, dessen Steigung von der Zusammensetzung des konventionellen Kraftwerkparks abhängt. Eine steile Merit-Order-Kurve wird beispielsweise durch einen hohen Gaspreis und einen vergleichsweise niedrigen Kohlepreis verursacht, wobei für den Kohlepreis mitunter der CO₂-Preis ausschlaggebend ist. Je steiler die Merit-Order-Kurve nun ist, desto höher ist das Ausmaß der Preisreduktion durch eine Verschiebung der Angebotskurve. Folglich hängt die Höhe des für ein bestimmtes Jahr ermittelten Merit-Order-Effekts von der Höhe der Brennstoff- und CO₂-Preise in dem betrachteten Jahr ab. Steigt nun der CO₂-Preis, erhöht dies die Grenzkosten für die Stromerzeugung aus Kohle stärker als die aus Gas und die Merit-Order-Kurve verläuft flacher. In diesem Fall fällt der Merit-Order-Effekt geringer aus. (Wissen, et al., 2007)

An dieser Stelle sei erwähnt, dass die erneuerbaren Energien zudem einen Einfluss auf den CO₂-Preis haben. Durch die Einspeisung von erneuerbaren Energien verringert sich die Anzahl der benötigten CO₂-Zertifikate, da weniger Strom aus Kohlekraftwerken produziert wird und somit weniger CO₂ ausgestoßen wird. Dies führt zu einer geringeren Nachfrage nach CO₂-Zertifikaten, was wiederum den Preis für CO₂-Zertifikate drückt und Strom aus Kohlekraftwerken deutlich billiger wird. (Sáenz de Miera, et al., 2008) Daraus folgt, dass bereits aufgrund der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien der Preisunterschied zwischen Kohle- und Gaskraftwerken im Laufe der Zeit größer wird und der Merit-Order-Effekt somit größer ausfällt.

Ein weiterer Parameter, der Einfluss auf die Preisentwicklung im Inland hat, ist der grenzüberschreitende Austausch von Strom. Kommt es durch den Merit-Order-Effekt zu einer Preissenkung des Stroms im Inland und fällt der Preis

geringer als im Ausland, so wird es für einen ausländischen Händler interessant den Strom aus Österreich zu beziehen. Dies führt zu einer gestiegenen Nachfrage, weshalb es zu einer Verschiebung der Nachfragekurve nach rechts kommt und der Preis wieder steigt. (Wissen, et al., 2007)

Zudem spielt die Korrelation zwischen der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien und der Stromnachfrage eine erhebliche Rolle beim Merit-Order-Effekt. Während in den Nachtstunden die Nachfrage eher gering ausfällt, müssen bei hoher Nachfrage - zumeist um die Mittagszeit - Gaskraftwerke zugeschaltet werden, um die Spitzennachfrage zu decken. Kommt es nun beispielsweise zu Zeiten hoher Nachfrage zu einer erhöhten Einspeisung von erneuerbaren Energien, so fällt die Preisreduktion hoch aus, da die Verschiebung der Kurve im steilen Teil der Merit-Order stattfindet. In einem flachen Bereich, wo die Nachfrage aufgrund der Tageszeit eher gering ausfällt und somit keine Gaskraftwerke zugeschaltet werden müssen, kann ein dementsprechend kleinerer Merit-Order-Effekt beobachtet werden. Allerdings kann es zu Zeiten von geringer Nachfrage und hoher Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien, die beispielsweise durch falsch prognostizierte Windeinspeisung zusätzlich verstärkt wird, in einzelnen Stunden immer wieder zu negativen Preisen kommen.

Dieses Phänomen konnte beispielsweise am 23.12.2014 von 1:00 bis 4:00 Uhr beobachtet werden. Um die Preisentwicklung nachvollziehen zu können, müssen die Erzeugungsstruktur, sowie die Last genauer betrachtet werden. Wie aus Abbildung 11 hervorgeht wurde vor dem Eintritt der negativen Preise - in den Stunden 18:00 bis 22:00 Uhr des Vortages - die Nachfrage entsprechend der Erzeugung zurückgefahren. Der Strombörsenpreis reagierte auf die reduzierte Nachfrage und begann zu sinken. Zudem konnten in diesen Stunden eine relativ konstante Windeinspeisung, sowie ein an die Last angepasster Import-Export-Saldo verzeichnet werden. Ab der Stunde 22:00 kam es zu einer Verdopplung der Windeinspeisung, während die Nachfrage weiter gesunken ist. In der Zeit der hohen Windeinspeisung (22:00 bis 1:00 Uhr) hat die einheimische Erzeugung kaum auf die neue Situation reagiert und anstatt die Erzeugung herunterzufahren, wurde diese kontinuierlich erhöht. Bei geringer

Nachfrage führte das Überangebot an Strom zu einem negativen Preis auf der Strombörse EXAA.

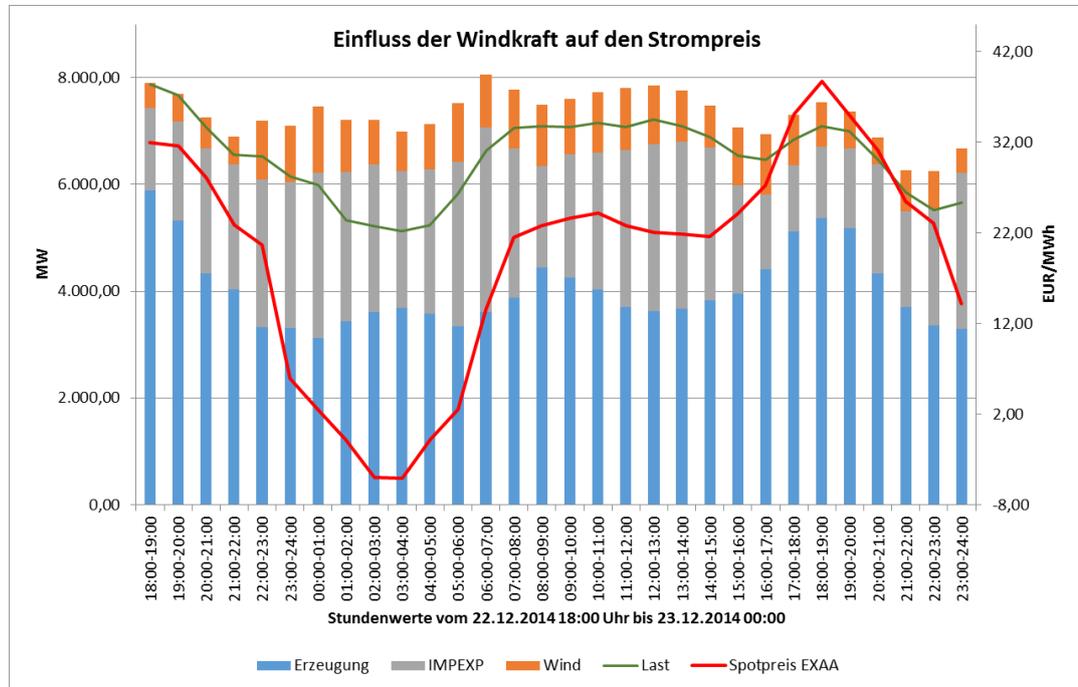


Abbildung 11: Einfluss der Windkraft auf den Strompreis

Quelle: Eigene Darstellung (APG, 2012-2015), (APG, 2012-2015), (APG, 2014), (APG, 2012-2015), (EXAA, 2012-2015)

Obwohl man in den negativen Strompreisen ein potenzielles Marktversagen sehen kann, so kann das Verhalten der Betreiber von Grundlastkraftwerken und Ökostromanalgen unter den gegebenen Bedingungen durchaus rational sein.

Bei den Grundlastkraftwerken spielen die Opportunitätskosten eine entscheidende Rolle, die aus hohen An- und Abfahrkosten resultieren. Da Grundlastkraftwerke eine gewisse Mindeststillstandzeit aufweisen und nach dem Herunterfahren aufgrund von technischer Gegebenheiten nicht sofort Hochfahren können, entstehen durch das teure verzögerte Hochfahren und den entgangenen Gewinn in den Folgestunden Opportunitätskosten. Somit kann es für das Grundlastkraftwerk durchaus profitabler sein, in Zeiten von negativen Preisen Strom durchgehend einzuspeisen, als die mit der temporären Abschaltung verbundenen Kosten zu tragen. (Nicolosi, et al., 2010)

Betrachtet man hingegen die Ökostromanlagenbetreiber, so bleibt die Einspeisung von Ökostrom lohnend, solange die Grenzkosten dem Marktpreis entsprechen. Dies bedeutet für EE mit Grenzkosten von null, dass sich die Einspeisung sogar bei negativen Preisen lohnt, da je nach Technologie ein fixer Einspeisetarif vergütet wird. Somit agieren die Ökostromanlagen unabhängig von jeglichen Preissignalen auf dem Strommarkt und haben keinen Anreiz bedarfsgerecht zu erzeugen. Der daraus resultierende niedrige Marktpreis, sowie die immer geringer werdenden Betriebsstunden der konventionellen Kraftwerke verstärken zudem auf lange Sicht gesehen die Problematik der Refinanzierung konventioneller Kraftwerke. (Gawel , et al., 2013) (E-Control, 2013)

3.2.2 Langfristige Auswirkungen

Im Hinblick auf die langfristigen Auswirkungen auf die konventionellen Kraftwerke wird ein dynamischer Kraftwerksparkt unterstellt, der sich an die veränderte Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien anpassen kann. Diese ökonomischen Anpassungseffekte werden in Abbildung 12 dargestellt. (Wissen, et al., 2007)

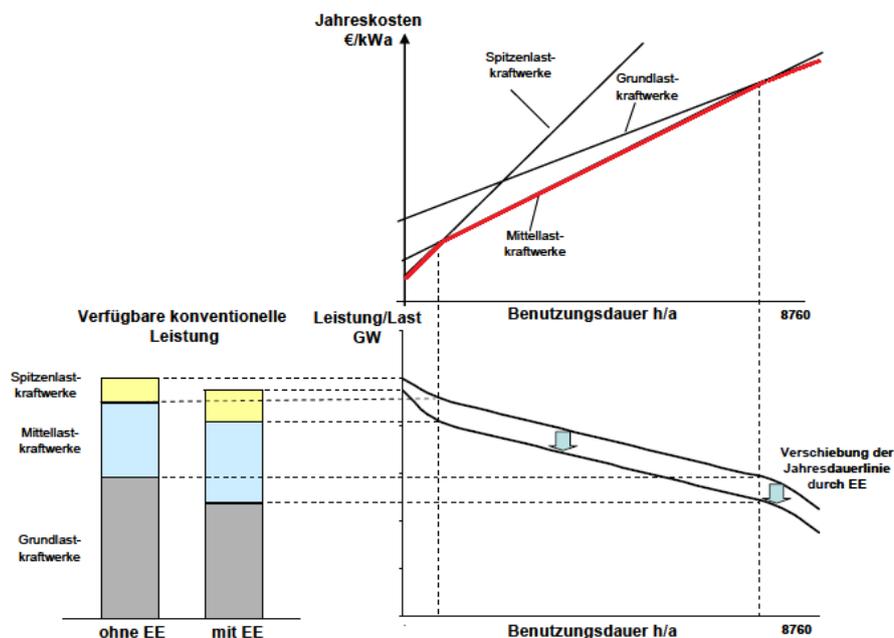


Abbildung 12: langfristige Anpassung konventioneller Kraftwerke bei EE-Einspeisung

Quelle: (Wissen, et al., 2007)

In der Praxis erfolgt eine Unterteilung der Merit Order in Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerke. Je nach Auslastung können unterschiedliche Kraftwerkstypen rentabel sein. So sind beispielsweise Grundlastkraftwerke dadurch charakterisiert, dass sie sich aufgrund ihrer hohen Investitionskosten und relativ niedrigen Grenzkosten erst bei einer relativ hohen Auslastung rechnen. (Böckers, et al., 2013), (Wissen, et al., 2007) Hingegen sind Spitzenlastkraftwerke aufgrund der geringen Investitionskosten und relativ hoher Grenzkosten bei geringer Auslastung vorteilhafter. Dies wird durch den oberen Teil von Abbildung 12 verdeutlicht, der die jährlichen Gesamtkosten von Grund-, Mittel- und Spitzenlastkraftwerken, abhängig von der Auslastung, beschreibt. Auf der Y-Achse werden die jährlichen Fixkosten der jeweiligen Kraftwerke abgebildet, hingegen entspricht die Steigung der Kurven den auslastungsabhängigen Grenzkosten. Die Schnittpunkte der Kurven stellen jene Jahresauslastung dar, ab der eine andere Kraftwerkstechnologie kostengünstiger produziert. Die rote Linie zeigt somit jene Kraftwerkszusammensetzung mit der eine jährlich auftretende Last kostenoptimal gedeckt werden kann. (Weber, et al., 2007).

Im untere Teil von Abbildung 12 wird die Lastdauerlinie ohne (obere Kurve) und mit (untere Kurve) der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien dargestellt. Dabei entspricht die Lastdauerlinie der stündlich in einem Jahr vorkommenden Last, die durch die übrigen Kraftwerke abzüglich erneuerbarer Energien in absteigender Reihenfolge gedeckt werden muss.

Das Absinken der Lastdauerlinie kann dadurch erklärt werden, dass in vielen Stunden ein Großteil der Last bereits durch die Erneuerbaren gedeckt wird, weshalb die Höhe der Grundlast sinkt und somit auch der Gesamtbedarf an konventionellen Kraftwerkskapazitäten sinkt. Dies wird im linken Teil von Abbildung 12 veranschaulicht. Zudem kann eine Verschiebung der Anteile der jeweiligen Kraftwerkstypen an der gesamten verfügbaren konventionellen Leistung beobachtet werden. Die zunehmende Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien zu Schwachlastzeiten bewirkt, dass die Auslastung der Grundlastkraftwerke sinkt, was langfristig zu einem sinkenden Bedarf an Kraftwerken mit hohen Fixkosten führt. Der gestiegene Anteil an Mittel- und Spitzenlastkraftwerkskapazitäten kann hingegen damit begründet werden, dass

diese die veränderte Laststruktur ökonomisch effizienter abfahren können. (Nicolosi, et al., 2010) (Weber, et al., 2007) Somit werden Kraftwerkskapazitäten mit höheren Grenzkosten schrittweise vom Markt verdrängt, weshalb sich ihre Wirtschaftlichkeit zunehmend reduziert und deren Konservierung nicht mehr rentabel ist. (APG, 2014)

Um diesen Effekten entgegenzuwirken müsste in der kurzfristigen Perspektive die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien an Knappheitssignale des Strommarktes ausgerichtet werden, anstatt diese durch staatliche Subventionen in deren bisherigem Schutzbereich zu lassen. Damit ein Anreiz zur bedarfsgerechten Erzeugung und in weiterer Folge zu einer freiwilligen Abregelung zu Zeiten negativer Strompreise gesetzt werden kann, muss eine verstärkte Ausrichtung der Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien zu Marktpreisen erfolgen.

Langfristig besteht die Herausforderung in der Integration der erneuerbaren Erzeugungstechnologien in das Strommarktmodell, sowie deren effizienter Vermarktung. (Gawel , et al., 2013)

4 Empirische Analyse

In den vorangegangenen Kapiteln wurde aufgezeigt, dass die gestiegene Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durchaus mit Preis- und Kosteneffekten verbunden ist. Vor allem der Strompreis scheint durch die zunehmend fluktuierende Einspeisung von Strom beeinflusst zu sein.

In der Literatur finden sich bereits zahlreiche Beiträge, die diesen Zusammenhang untersucht haben. So kamen Sensfuß et al. (2008) in einer modell-basierten Simulation für den deutschen Strommarkt zum Ergebnis, dass die gestiegene Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien einen negative Einfluss auf den Strombörsenpreis hat. Dieses Ergebnis wird auch von Sáenz de Miera et al. (2008) in der Simulation für den spanischen Strommarkt geteilt, wonach der Einfluss von Windeinspeisung auf den Strompreis untersucht wird.

Einen empirischen Ansatz verfolgen Gelabert et al. (2011) in einer Studie über den spanischen Strommarkt, die sich über einen Zeitraum von 2005 bis 2010 erstreckt. Im Zuge einer multivariaten Regressionsanalyse werden die Einspeisemengen der unterschiedlichen Stromerzeugungsarten herangezogen, um deren Einfluss auf den Strompreis zu untersuchen. Dabei wird festgestellt, dass für jede zusätzlich eingespeiste GWh aus erneuerbarer Energien der Strompreis um 1,9 € reduziert wird.

Ebenfalls Gegenstand einer empirischen Analyse waren der italienische Strommarkt in der Studie von Cló et al. (2015), sowie der deutsch-österreichische Strommarkt in der Studie von Würzberg et al. (2013). In beiden Arbeiten wird eine multivariate Regressionsanalyse durchgeführt, die an Gelabert et al. (2011) angelehnt ist. Sowohl Cló et al. (2015), als auch Würzberg et al. (2013) berücksichtigen in ihren Modellen die Nachfrage nach Strom, den Gaspreis, sowie die Erzeugung von Strom aus Wind- und Solarenergie, um den Einfluss auf den Strombörsenpreis zu untersuchen. Zudem erweitern Würzberg et al. (2013) sein Modell um die erklärende Variable Import und Export von Strom.

In beiden Studien beziehen sich die Daten auf den Day-Ahead Strombörsenpreis und um unerwünschte Störeinflüsse zu reduzieren, wird ein

auf Tagesbasis ermittelter Stundendurchschnittswert gebildet. Zudem erfolgt die Saison- und Trendbereinigung mittels Dummy-Variablen.

Ein Unterschied kann in der differenzierten Betrachtungsweise auf die Erzeugung aus erneuerbaren Energien ausgemacht werden. Während Würzberg et al. (2013) die Erzeugung aus Solar- und Windenergie unter einer Variable zusammenfassen, so untersuchen Cló et al. (2015) den Einfluss der beiden Stromerzeugungsarten separat. Zudem betrachten Cló et al. (2015) einen Zeitraum von 2005 bis 2013, während sich Würzberg et al. (2013) aufgrund von nicht vorhandenen Daten nur auf den Zeitraum 2010 bis 2012 konzentrieren.

Wie in den bereits zuvor erwähnten Studien kommen auch Cló et al. (2015) und Würzberg et al. (2013) zum Ergebnis, dass der Koeffizient der erklärenden Variable Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien stets negativ und signifikant ist.

Aufbauend auf den Modellen und Erkenntnissen von Cló et al. (2015) und Würzberg et al. (2013) wird in weiterer Folge eine empirische Analyse für den österreichischen Strommarkt durchgeführt, um den Einfluss der Erzeugung aus erneuerbaren Energien auf den Strombörsenpreis zu untersuchen.

Wie bereits erwähnt hat die Erzeugung von erneuerbaren Energien aufgrund des vorherrschenden Förderregimes in den letzten Jahren zugenommen. Im Jahr 2014 betrug der Anteil der geförderten erneuerbaren Energie bereits 12,6% gemessen an der Gesamterzeugung. Ausgehend von den zuvor gewonnenen Erkenntnissen kann bei einer separaten Betrachtung des österreichischen Strommarktes ebenfalls davon ausgegangen werden, dass die geförderte erneuerbare Energie einen signifikanten Einfluss auf den Strombörsenpreis hat. Daraus leitet sich folgende Forschungsfrage ab:

„Welche Auswirkung hat die Einspeisung von Strom aus geförderten erneuerbarer Energien auf den Strombörsenpreis in Österreich?“

Diesen Zusammenhang gilt es nun in weiterer Folge auf ihre Gültigkeit zu überprüfen und die Forschungsfrage zu beantworten.

4.1 Verwendete Daten

Für die empirische Analyse wird zunächst der Day-Ahead Strompreis der Energy Exchange Austria (EXAA) herangezogen.

Nach der Liberalisierung des Stromsektors entstand ein gemeinsames Handelsgebiet für Deutschland und Österreich, in dem Day-ahead Produkte auf zwei Plattformen gehandelt werden können. Diese werden zum einen von der European Power Exchange EPEX Spot und zum anderen von der EXAA betrieben. Ähnlich wie bei EPEX Spot wird auch bei der EXAA am Tag vor der Erfüllung auktioniert, wobei die Auktion zu einem früheren Zeitpunkt stattfindet. Der frühere Handel an der EXAA ist somit die erste Gelegenheit für eine Optimierung des Portfolios der Marktteilnehmer und stellt somit ein mögliches Preissignal für die spätere EPEX Spot Auktion dar. Da die Auktion zu einem früheren Zeitpunkt geschlossen wird, weisen diese Gebote zumeist geringere Preislimits auf bzw. werden weniger Gebote ohne Preislimits abgegeben. Infolgedessen geben EXAA Preise eine akkurate Einschätzung des Marktes seitens der Händler wieder und weisen eine hohe Korrelation mit OTC-Preisen auf. Folglich wird für die empirische Analyse der Strompreis der EXAA und nicht der EPEX Spot herangezogen. (Kabinger, et al., 2014) Die Daten werden täglich auf der Homepage der EXAA veröffentlicht und stehen für jede Stunde in EUR/MWh zur Verfügung. (EXAA, 2012-2015)

Die Daten der geförderten erneuerbaren Energie werden hingegen von der Ökostromabwicklungsstelle (OeMAG) bezogen. Während sich bislang die Studien einzig auf Wind- und Solarenergie beschränkt haben, wird hier die gesamte geförderte Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien herangezogen. Dies beinhaltet neben der Wind- und Solarenergie, auch Kleinwasserkraft, sowie Biomasse und Biogas. (BGBl I 2011/75, 2011)

Dabei sei nochmals erwähnt, dass Großwasserkraftwerke explizit davon ausgenommen und erzeugungsseitig nicht in die Analyse miteinbezogen werden. Die Mengen der gesamten in Österreich geförderten Stromerzeugung stehen je $\frac{1}{4}$ Stunde in kWh zur Verfügung. (OeMAG, 2012-2014) Um die Daten entsprechend zu komprimieren, wird jeweils ein durchschnittlicher Stundenwert

gebildet und in MWh umgerechnet. Dieser Wert wird schließlich im Verhältnis zur gesamten Stromerzeugung in Österreich gesetzt.

Als Bezugsquelle für die Stromerzeugung Österreichs dient die Austrian Power Grid (APG). Die APG ist der österreichische Regelzonenführer, der mitunter für die Koordination und Steuerung von grenzüberschreitenden Stromflüssen verantwortlich ist, sowie für die laufende Instandhaltung der Übertragungsnetze Sorge zu tragen hat. (APG, 2016) Die entnommenen Daten beinhalten alle Netto-Kraftwerkseinspeisungen in der Regelzone APG und werden in MW pro Stunde zum Download angeboten. An dieser Stelle sei zudem erwähnt, dass erst seit 2012 die Regelzone APG ganz Österreich, mit Ausnahme eines Korridors in Vorarlberg, umfasst. Zuvor waren die Netzgebiete Tirol und Vorarlberg in der veröffentlichten Erzeugung nicht inkludiert. Da der Betrachtungszeitraum allerdings erst mit 26.10.2012 beginnt, muss dieser Umstand nicht berücksichtigt werden. Dies gilt auch für alle weiteren von der APG Homepage bezogenen Daten. (APG, 2012-2015)

Wie bereits Cló et al. (2015) und Würzburg et al. (2013) erkannt haben, ist der Preis für andere Energiegüter in der Regel ein weiterer Preisindikator für Strom. Aufbauend auf diesen Erkenntnissen wird der Gaspreis für die empirische Analyse herangezogen. Dabei handelt es sich um den Tagesreferenzpreis der NetConnect Germany (NCG), der sich aus dem Handel von Gasmengen auf dem Day-Ahead Markt ergibt. Die Daten können in EUR/MWh auf der Homepage der European Energy Exchange (EEX) eingesehen werden, einem führenden Energiehandelsplatz in Europa. (EEX, 2012-2014)

Eine weitere signifikante Information für den Strompreis stellt die Nachfrage nach Strom bzw. die Last dar. (Gelabert, et al., 2011), (Sensfuß, et al., 2008), (Würzburg, et al., 2013), (Cló, et al., 2014) Die APG liefert hierfür die notwendigen Daten, die in MW pro Stunde heruntergeladen werden können. Dabei entspricht die Last dem gesamten Verbrauch der Regelzone APG, inklusive untergelagerter Netze, Netzverluste und dem Verbrauch der Pumpspeicherkraftwerke. In anderen Worten entspricht die Last der gesamten Nachfrage nach Strom in Österreich, die durch einheimische Erzeugung oder Importe gedeckt werden muss. (APG, 2012-2015)

Zudem wurde von Würzberg et al. (2013) erkannt, dass der internationale Stromaustausch ein durchaus relevanter Preisindikator für Strom sein kann. Hingewiesen wurde darauf bereits im Kapitel 4.2.1 Kurzfristige Auswirkungen auf den Strommarkt. Zu diesem Zweck wird über den Betrachtungszeitraum hinweg ein Import-Export Saldo aus allen grenzüberschreitenden Stromflüsse gebildet. Die Daten werden von der APG bezogen, die komprimiert als Stundenwerte in MW zur Verfügung stehen. (APG, 2012-2015)

Was bislang in den Studien nicht berücksichtigt wurde, ist eine wetterbezogene Komponente, wie die Temperatur. Dabei wurde bereits festgestellt, dass ein signifikanter Zusammenhang zwischen Außentemperatur und Stromverbrauch besteht (Nischkauer, 2005), der wiederum als ein Einflussparameter für den Strompreis identifiziert wurde.

So bestehen in den Wintermonaten ein starker Zusammenhang zwischen der Temperaturänderung und der Änderung des Verbrauchs, sowie eine Abhängigkeit des Tagesverbrauchs von der mittleren Temperatur. Dies lässt darauf schließen, dass Strom infolge der einfachen Verwendbarkeit sowie des hohen Komforts, während der Heizperiode relativ stark für Heizzwecke eingesetzt wird. Hingegen wird die Temperaturabhängigkeit in den Sommermonaten nahezu ausschließlich auf den Kühlbedarf beschränkt, wobei die Auswirkungen von Temperaturänderungen für den Strombedarf einzig an Werktagen im Hochsommer statistisch nachweisbar sind. (Nischkauer, 2005)

Für die empirische Analyse werden somit jene Tage genauer betrachtet, die entweder einen Heiz- bzw. Kühlbedarf aufweisen. Dabei geht man davon aus, dass ein Heizbedarf (H) unter 14°C entsteht, bzw. ein Kühlbedarf (C) über 30°C auftritt. Basierend auf diesen Annahmen werden zwei Funktionen abgeleitet, die auf die Temperatur (T) angewendet werden:

$$H = \max\{14 - T; 0\}$$

Formel 1: Heizbedarf

$$C = \max\{T - 30; 0\}$$

Formel 2: Kühlbedarf

Die Grundlage dieser Funktionen bildet ein Datensatz aus täglichen Mittelwerten der Temperatur, die dem Jahrbuch der Zentralanstalt für Meteorologie und Geodynamik (ZAMG) entnommen werden. Um ein entsprechend unabhängiges Ergebnis zu erhalten, werden Messwerte von 3 unterschiedlichen Wetterstationen bezogen, die in Österreich verteilt sind. Somit wurden die Wetterstationen Wien Hohe Warte, Graz Flughafen und Innsbruck Flugplatz ausgewählt. (ZAMG, 2012-2015)

Zuletzt wird der European Carbon Index (ECarbix) in die Analyse miteinbezogen, um einen möglichen Einfluss des CO₂-Preises auf den Strombörsenpreis zu testen. Wie bereits erwähnt ist der CO₂-Preis nicht unwesentlich für das Ausmaß des Merit-Order Effekts. Dabei wird der ECarbix gewählt, da dieser neben dem EUA- auch den EU-AA- und den CER-Spotmarkt konzeptionell abdeckt. Veröffentlicht wird dieser auf der Homepage der EEX und wird in EUR pro tCO₂ angegeben. (EEX, 2012-2014) Bei fehlenden Daten wird der letztgültige Wert als Tagesreferenzpreis herangezogen.

Eine zusammenfassende Darstellung der für die empirische Analyse verwendeten Daten wird in Tabelle 1 gezeigt.

Variable	Beschreibung	Einheit
PEXAA	Stundenpreis der Strombörse EXAA	EUR/MWh
EE	Anteil der geförderten EE an der Gesamterzeugung	%
PGas	Tagesreferenzpreis der NCG	EUR/MWh
PCO ₂	Index für CO ₂ -Preis	EUR/tCO ₂
Last	Nachfrage nach Strom in der Regelzone APG	MWh
ImpExp	Saldo der Import- und Exportmengen in der Regelzone APG	MWh
H	Heizbedarf $H = \max\{14 - T; 0\}$	°C
C	Kühlbedarf $C = \max\{T - 30; 0\}$	°C

Tabelle 1: Zusammenfassung der verwendeten Daten

Quelle: Eigene Darstellung

Aufgrund der eingeschränkten Verfügbarkeit der für die empirische Analyse erforderlichen Daten, wird ein Zeitraum vom 26.10.2012 bis 31.12.2014 betrachtet. Dabei sei zu erwähnen, dass sämtliche für diese Arbeit verwendeten Daten frei im Internet verfügbar sind.

4.1.1 Deskriptive Statistik

In einem Betrachtungszeitraum vom 26.10.2012 bis 31.12.2014 stehen insgesamt 19128 Zeitreihen zur Verfügung, wovon 19047 für die Regressionsanalyse herangezogen werden. Der reduzierte Wert ergibt sich einerseits aus fehlenden Werten in einzelnen Stunden, andererseits wurden Zeitreihen aufgrund von Ausreißern aus der Analyse entfernt – siehe Anhang A.3. Prüfung der Modellprämissen - Ausreißer.

Eine deskriptive Statistik der für die empirische Analyse verwendeten Daten findet sich in Abbildung 13.

Descriptive Statistics					
	N	Minimum	Maximum	Mean	Std. Deviation
P_EXAA	19047	-32,4500	125,6500	35,833754	14,7918832
EE	19047	,0430	,9919	,156479	,0586067
PCO2	19047	2,6600	9,0600	5,346201	1,1182592
PGas	19047	15,3400	39,5100	24,443508	3,8226166
IMPEXP	19047	-3066,7000	5078,6000	1077,417803	1399,170971
LAST	19047	848,0400	10108,7800	6904,022017	1187,445925
TEMP_W	19047	-7,50	30,10	11,2415	7,85352
H_W	19047	,00	21,50	4,8626	5,43215
C_W	19047	,00	,10	,0001	,00355
TEMP_G	19047	-8,70	28,90	10,1388	7,83634
H_G	19047	,00	22,70	5,5091	5,89470
C_G	19047	,00	,00	,0000	,00000
TEMP_I	19047	-9,20	25,80	9,9671	7,49520
H_I	19047	,00	23,20	5,5087	5,71914
C_I	19047	,00	,00	,0000	,00000
Valid N (listwise)	19047				

Abbildung 13: Deskriptive Statistik

Der Anteil der eingespeisten erneuerbaren Energie an der Gesamterzeugung beträgt im Schnitt rund 15,65% und bewegt sich in den einzelnen Stunden zwischen 4,3% und 99,19%. Betrachtet man den Index für CO₂ so liegt der niedrigste Preis für CO₂ bei 2,66 EUR/tCO₂. Dem steht ein Maximalwert von 9,06 EUR/tCO₂ gegenüber.

Beim Tagesreferenzpreis für Gas lagen die minimalen und maximalen Preise bei 15,34 EUR/MWh sowie 39,51 EUR/MWh. Zudem weist der Gaspreis einen Mittelwert von 24,44 EUR/MWh und eine Standardabweichung von 3,82 auf.

Der Import-Export-Saldo der Regelzone APG bewegt sich zwischen einem Minimalwert von -3066,7 MWh und ein Maximalwert von 5078,6 MWh. Das negative Vorzeichen steht für den Export von Strom aus und das positive Vorzeichen für den Import von Strom in die Regelzone APG. Im Durchschnitt wurden 1077,41 MWh an Strom importiert, was mit der Erkenntnis einhergeht, dass sich Österreich in den letzten Jahren zu einem Nettoimporteure von Strom entwickelt hat.

Die Aufzeichnungen der durchschnittlichen Tagestemperatur der Messstation Wien Hohe Warte zeigen ein Minimum von -7,5°C und ein Maximum von 30,1°C. Da ein Heizbedarf unter 14°C bzw. ein Kühlbedarf über 30°C entsteht, kann aus den Messwerten somit abgeleitet werden, dass sowohl ein Heiz- als auch ein Kühlbedarf an einzelnen Tagen besteht. Während die Variable H_W einen Minimalwert von 0 aufweist, beträgt das Maximum von H_W 21,5°C. Ausgehend von einer minimalen durchschnittlichen Tagestemperatur von -7,5°C, muss die Temperatur somit um 21,5°C steigen, damit die angestrebten 14°C erreicht werden. Die gleiche Logik spiegelt sich in C_W wieder. Bei einer Maximaltemperatur von 30,1°C muss um 0,1°C gekühlt werden, damit die angestrebte Temperatur von 30°C erreicht wird.

Betrachtet man hingegen die durchschnittlichen Tagestemperaturaufzeichnungen der Messstationen in Graz und Innsbruck so wird ersichtlich, dass 30°C im Betrachtungszeitraum nicht überschritten werden und somit C_G und C_I jeweils ein Minimum und ein Maximum von 0 aufweisen. Somit werden die Daten der Messstationen Graz und Innsbruck für die empirische Analyse nicht weiter verfolgt.

Zuletzt fällt bei der Betrachtung des Strombörsenpreises auf, dass dieser in den einzelnen Stunden sowohl positive als auch negative Werte annimmt. Während der Minimalwert bei -34,45 EUR/MWh liegt, weist das Maximum einen Wert von 125,65 EUR/MWh auf.

Bei genauerer Betrachtung der Preiszeitreihe erkennt man zudem eine saisonale Schwankung, die mitunter ein markantes Kennzeichen wirtschaftsstatistischer Zeitreihen darstellt. Dies wird in Abbildung 14 veranschaulicht, wo die Entwicklung des auf Tagesbasis aggregierten EXAA Spotmarktpreises von 2012 bis 2015 dargestellt wird.

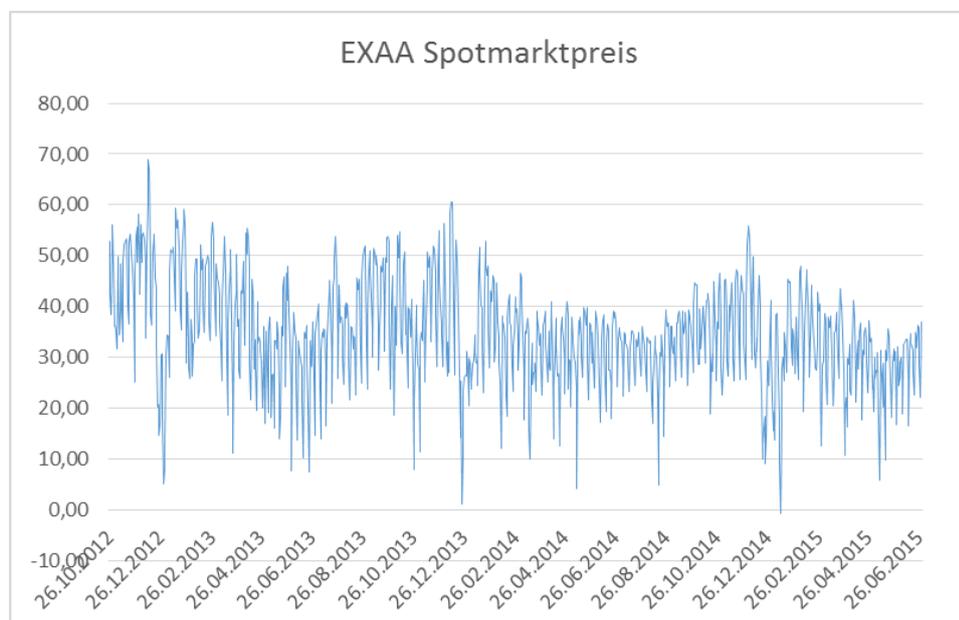


Abbildung 14: saisonale Schwankung EXAA Spotmarktpreis

Quelle: Eigene Darstellung (EXAA, 2012-2015)

Die Entwicklung des Strombörsenpreises ähnelt dem Verlauf einer Sinuskurve, wonach in den kalten Wintermonaten ein höherer Preis zu verzeichnen ist, als in den wärmeren Sommermonaten. Zudem ist ein leichter Abwärtstrend zu erkennen.

Dieses zyklische Verhalten beschränkt sich allerdings nicht nur auf die Monate, sondern kann auch im Tagesverlauf beobachtet werden. Als Beispiel hierfür

dient die Abbildung 15, die die einzelnen Stundenwerte des EXAA Spotmarktpreises darstellt.

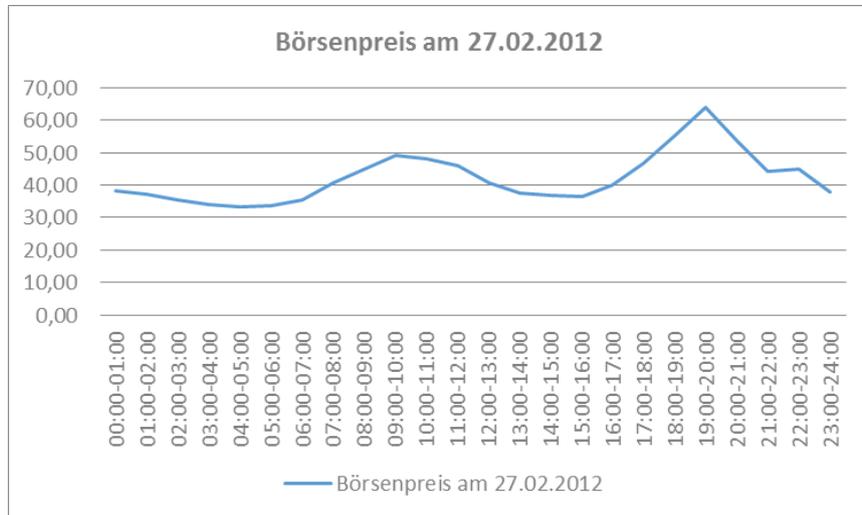


Abbildung 15: zyklisches Verhalten des EXAA Spotmarktpreises innerhalb eines Tages

Quelle: Eigene Darstellung (EXAA, 2012-2015)

Auch hier kann ein sinusähnlicher Verlauf wahrgenommen werden. Während in den frühen Morgenstunden, wo die Nachfrage gering ausfällt, der Preis am niedrigsten ist, weist dieser zumeist in den Stunden 6:00 bis 10:00 einen Anstieg auf. Zu Mittag kann ein Abwärtstrend verzeichnet werden, woraufhin der Strompreis in den Abendstunden wieder ansteigt.

Die Erkenntnis über das zyklische Verhalten des Strompreises ist für die weitere Analyse von essenzieller Bedeutung und wird unter dem Punkt 5.3. Modellformulierung genauer thematisiert.

4.2 Methode

Zur Beantwortung der Forschungsfrage wird eine lineare Regressionsanalyse durchgeführt, mit dessen Hilfe der kausale Zusammenhang zwischen dem Strombörsenpreis und dem Anteil der geförderten erneuerbaren Energien an der Gesamterzeugung quantifiziert werden soll.

Dabei basiert die Regressionsanalyse auf einem einfachen mathematischen Modell, das die Form

$$y = \beta_0 + \beta_1 x + \varepsilon$$

Formel 3: simple Regressionsgleichung

Quelle: (Backhaus, et al., 2015)

annimmt. Die Grundidee dieser simplen Regressionsgleichung beruht auf der Frage, inwiefern eine metrisch skalierte abhängige Variable y von einer metrisch skalierten unabhängigen Variable x beeinflusst wird, wobei β_0 und β_1 die zu schätzenden Regressionskoeffizienten und ε der Störterm sind. Inhaltlich besitzen die Regressionskoeffizienten eine wichtige Bedeutung, da sie den marginalen Effekt der Änderung einer unabhängigen Variablen auf die abhängige Variable y angeben. Der Störterm hingegen gibt die zufälligen Einflüsse wieder, die neben dem systematischen Einfluss der Variablen x auf y wirken. (Backhaus, et al., 2015)

Das Ziel der Regressionsanalyse ist es nun die Parameter der Regressionsfunktion so zu schätzen, dass die Summe der quadrierten Abweichungen zwischen dem tatsächlichen Wert der i -ten Beobachtung y_i und deren geschätzten Wert \hat{y}_i , minimiert wird. In anderen Worten soll die Summe der quadrierten Residualgrößen minimiert werden, was auch als Methode der kleinsten Quadrate bezeichnet wird. (Backhaus, et al., 2015)

Da in der Realität bei den meisten Problemstellungen nur selten eine monokausale Beziehung vorliegt und die abhängige Variable y durch zahlreiche Größen beeinflusst wird, müssen Probleme dieser Form mittels multipler Regressionsanalyse behandelt werden. Dabei ist es erforderlich mehr als eine

unabhängige Variable in das Regressionsmodell aufzunehmen, woraufhin sich die Zielfunktion folgendermaßen ändert:

$$y = \beta_0 + \beta_1x_1 + \beta_2x_2 + \dots + \beta_nx_n + \varepsilon$$

Formel 4: multiple Regressionsgleichung

Quelle: (Backhaus, et al., 2015)

Auch hier erfolgt die Ermittlung der Regressionsparameter wie bei der einfachen Regressionsanalyse durch die sogenannte Methode der kleinsten Quadrate.

Die weitere Vorgehensweise der Regressionsanalyse entspricht der in Abbildung 16 dargestellten Schrittfolge. Zunächst wird die zugrundeliegende Problemstellung in Form einer linearen Regressionsgleichung abgebildet. Diese Regressionsfunktion ist sodann auf Basis von den zuvor beschriebenen Daten empirisch zu schätzen. Zuletzt muss die so geschätzte Funktion im Hinblick auf ihre Güte geschätzt und auf deren Robustheit geprüft werden. (Backhaus, et al., 2015)

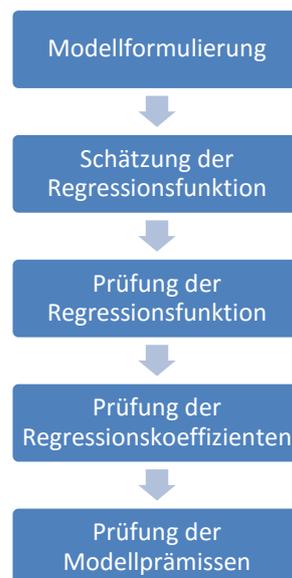


Abbildung 16: Ablauf einer Regressionsanalyse

Quelle: (Backhaus, et al., 2015)

4.3 Modellformulierung

Das multiple lineare Regressionsmodell beinhaltet als abhängige Variable den Strombörsenpreis (P_{EXAA_t}) und als unabhängige Variable den Anteil der eingespeisten erneuerbaren Energie gemessen an der Gesamterzeugung (EE_t). Zudem wird die abhängige Variable durch den Index für den CO2-Preis ($PCO2_t$), den Tagesreferenzpreis für Gas ($PGas_t$), den Import-Export-Saldo der Regelzone APG ($IMPEXP_t$), sowie den zu deckenden Verbrauch der Regelzone APG ($Last_t$) erklärt. Zu guter Letzt werden der Heiz- und Kühlbedarf (H_W_t , C_W_t) als unabhängige Variablen berücksichtigt.

Um den Einfluss der saisonalen Schwankungen zu kontrollieren, werden zudem Dummyvariablen in die Regressionsgleichung aufgenommen. Wie bereits im Abschnitt 5.1.1 Deskriptive Statistik aufgezeigt, schwankt die Nachfrage nach Strom nicht nur im Tagesverlauf, sondern auch über das Jahr hindurch. Zudem kann davon ausgegangen werden, dass die Wochentage einen Einfluss auf den Strombörsenpreis haben, da sich das Konsumverhalten an Arbeitstagen maßgeblich von jenem am Wochenende oder an Feiertagen unterscheidet. Somit werden Dummyvariablen für das Jahr (D_JAHR_t), den Monat (D_MONAT_t), den Wochentag (D_TAG_t), den gesetzlich anerkannten Feiertag ($D_TAG_FT_t$), sowie die einzelnen Stunden (D_H_t) berücksichtigt.

Daraus ergibt sich folgende Zielfunktion:

$$\begin{aligned} P_{EXAA_t} = & \beta_0 + \beta_1 EE_t + \beta_2 PGas_t + \beta_3 Last_t + \beta_4 ImpExp_t + \beta_5 PCO2_t \\ & + \beta_6 H_W_t + \beta_7 C_W_t + \sum_{t=1}^2 D_JAHR_t \\ & + \sum_{t=1}^{11} D_MONAT_t + \sum_{t=1}^6 D_TAG_t + \sum_{t=1}^{13} D_TAG_FT_t + \sum_{t=1}^{23} D_H_t + \epsilon_t \end{aligned}$$

Formel 5: Modellformulierung – Gleichung 1

Da besonders bei der Analyse von Zeitreihen die Gefahr von Autokorrelation auftritt, muss im nächsten Schritt auf Autokorrelation geprüft werden, bevor man mit der Schätzung der Regressionsfunktion fortfahren kann.

Dabei spricht man von Autokorrelation, wenn der Wert einer Variable zum Zeitpunkt t mit Werten derselben Variable in den Vorperioden ($t-1$, $t-2$, ..., $t-n$) korreliert. Dies hat zur Folge, dass die Abweichungen von der Regressionsgeraden nicht mehr zufällig sind, sondern in ihrer Richtung von den Abweichungen der vorangegangenen Beobachtung, abhängig. Autokorrelation führt somit zu Verzerrungen bei der Ermittlung des Standardfehlers der Regressionskoeffizienten. (Backhaus, et al., 2015)

Zur Aufdeckung von Autokorrelation in einer Zeitreihe wird unter anderen der Durbin/Watson-Test verwendet. Bei diesem Test wird die Reihenfolge der Residuen der beobachteten Werte zum Gegenstand der Analyse gemacht. Die Nullhypothese des Durbin/Watson-Tests besagt, dass keine Autokorrelation der Beobachtungswerte vorliegt. Getestet wird die Hypothese mittels eines empirisch ermittelten Wertes d , der die Differenz zwischen den Residuen von aufeinander folgenden Beobachtungswerten aggregiert. Werte von d nahe 0 deuten auf positive Autokorrelation hin, hingegen spricht man von negativer Autokorrelation wenn die Werte von d nahe 4 liegen. Wünschenswert wäre ein Wert d nahe 2, da dies bedeuten würde, dass keine Autokorrelation vorliegt. (Backhaus, et al., 2015)

Die Regressionsanalyse von

Formel 5 ergibt einen Wert von 0,205 und deutet somit auf positive Autokorrelation hin (siehe Anhang A.1 - Modellzusammenfassung). Um diesen Umstand zu bereinigen, bedient man sich der sogenannten Lag-Funktion. Dabei wird die abhängige Variable P_EXAA_t um ein bestimmtes Zeitintervall verschoben und in die Regressionsgleichung als zusätzliche unabhängige Variable mitaufgenommen. (Wooldridge, 2009) Um die Autokorrelation zu kontrollieren wird jeweils ein Lag von 1 und 24 erstellt. Dabei geht man davon aus, dass jede Beobachtung mit der Beobachtung der Vorperiode ($t-1$) und der Beobachtung vom Vortag ($t-24$) korreliert.

Daraus ergibt sich folgende Hauptregressionsfunktion:

$$\begin{aligned}
 P_EXAA_t = & \beta_0 + \beta_1 EE_t + \beta_2 PGas_t + \beta_3 Last_t + \beta_4 ImpExp_t + \beta_5 PCO2_t + \beta_6 H_W_t \\
 & + \beta_7 C_W_t + \beta_8 P_EXAA_{t-1} + \beta_9 P_EXAA_{t-24} + \sum_{t=1}^2 D_JAHR_t \\
 & + \sum_{t=1}^{11} D_MONAT_t + \sum_{t=1}^6 D_TAG_t + \sum_{t=1}^{13} D_TAG_FT_t + \sum_{t=1}^{23} D_H_t + \epsilon_t
 \end{aligned}$$

Formel 6: Hauptregressionsgleichung

Ein erneuter Durbin/Watson-Test der Hauptregressionsgleichung, die die zeitlich verzögerten Variablen P_EXAA_{t-1} und P_EXAA_{t-24} enthält, weist einen Wert von 1,317 auf, was durchaus zufriedenstellend ist. In weiterer Folge gilt es nun die Hauptregressionsfunktion zu schätzen, wobei die zugrundeliegenden Annahmen eines linearen Regressionsmodells zunächst vorausgesetzt werden und im Anschluss an die Arbeit im Anhang A.3 geprüft werden.

4.4 Schätzung der Regressionsfunktion

Betrachtet man nun die Schätzung der Koeffizienten in Abbildung 17, so ist der Koeffizient für EE entsprechend aller Erwartungen negativ und signifikant. Steigt der Anteil der eingespeisten geförderten EE an der Gesamterzeugung um einen Prozentpunkt, so sinkt der Strombörsenpreis der EXAA um EUR 5,239. Bei einer durchschnittlichen Erzeugung von rund 5,8 GWh im entsprechenden Betrachtungszeitraum würde dies eine Preissenkung von 5,239 EUR pro MWh ergeben, wenn zusätzliche 58 MWh durch erneuerbare Energien anstatt durch konventionelle Kraftwerke erzeugt werden würden.

Coefficients^a

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.
		B	Std. Error	Beta		
1	(Constant)	-8,295	,571		-14,529	,000
	EE	-5,239	,541	-,021	-9,689	,000
	PCO2	,073	,047	,005	1,538	,124
	PGas	,130	,016	,034	8,117	,000
	IMPEXP	-,001	,000	-,063	-24,422	,000
	LAST	,001	,000	,046	12,012	,000
	H_W	-,016	,010	-,006	-1,584	,113
	C_W	11,547	7,246	,003	1,594	,111
	D_JAHR_12	-,785	,150	-,014	-5,235	,000
	D_JAHR_13	-,587	,126	-,020	-4,670	,000
	D_MONAT_1	-,138	,131	-,003	-1,056	,291
	D_MONAT_2	,121	,129	,002	,940	,347
	D_MONAT_3	-,199	,133	-,004	-1,502	,133
	D_MONAT_4	-,428	,155	-,008	-2,762	,006
	D_MONAT_5	-1,030	,175	-,019	-5,880	,000
	D_MONAT_6	-,639	,166	-,011	-3,863	,000
	D_MONAT_7	-,148	,167	-,003	-,890	,374
	D_MONAT_8	-,123	,166	-,002	-,738	,460
	D_MONAT_9	-,095	,163	-,002	-,585	,558
	D_MONAT_10	,049	,139	,001	,349	,727
	D_MONAT_11	-,298	,119	-,006	-2,509	,012
	D_TAG_MO	2,466	,119	,059	20,702	,000
	D_TAG_DI	1,280	,111	,030	11,484	,000
	D_TAG_MI	,940	,112	,022	8,411	,000
	D_TAG_DO	,990	,112	,023	8,816	,000
	D_TAG_FR	,832	,107	,020	7,740	,000
	D_TAG_SA	,332	,098	,008	3,399	,001
	D_TAG_FT	-,668	,144	-,009	-4,619	,000
	D_H_1	3,185	,177	,043	18,021	,000
	D_H_2	2,914	,177	,039	16,420	,000
	D_H_3	3,221	,179	,043	18,015	,000
	D_H_4	3,766	,180	,051	20,943	,000
	D_H_5	5,073	,180	,069	28,118	,000
	D_H_6	7,172	,181	,097	39,659	,000
	D_H_7	11,425	,184	,155	62,108	,000
	D_H_8	12,212	,190	,165	64,128	,000
	D_H_9	7,075	,190	,096	37,291	,000
	D_H_10	4,491	,190	,061	23,659	,000
	D_H_11	3,858	,191	,052	20,215	,000
	D_H_12	4,432	,192	,060	23,080	,000
	D_H_13	2,839	,188	,038	15,078	,000
	D_H_14	3,349	,188	,045	17,851	,000
	D_H_15	4,053	,187	,055	21,723	,000
	D_H_16	5,398	,186	,073	28,953	,000
	D_H_17	6,578	,187	,089	35,154	,000
	D_H_18	10,303	,192	,139	53,783	,000
	D_H_19	9,341	,192	,126	48,635	,000
	D_H_20	4,772	,188	,065	25,440	,000
	D_H_21	1,585	,182	,021	8,689	,000
	D_H_22	1,083	,178	,015	6,075	,000
	D_H_23	3,109	,177	,042	17,542	,000
	P_EXAA_1	,823	,004	,823	226,410	,000
	P_EXAA_24	,092	,003	,092	28,595	,000

a. Dependent Variable: P_EXAA

Abbildung 17: Schätzung der Koeffizienten der Hauptregressionsfunktion

Ebenso zeigen die Variablen PGas, IMPEXP, sowie Last eine hohe Signifikanz an. Während der Tagesreferenzpreis für Gas einen Einfluss von 0,13 EUR/MWh aufweist, so fallen die Einflüsse des Import-/Exportsaldos mit -0,01 MWh und der Last mit 0,01 MWh sehr gering aus. Keine Signifikanz weisen hingegen PCO₂, sowie H_W und C_W auf.

Betrachtet man die Dummyvariablen die für die Jahre 2012 und 2013 stehen, so weisen beide einen signifikanten, negativen Einfluss auf. Das negative Vorzeichen der beiden Schätzer deutet darauf hin, dass im Vergleich zum Referenzjahr 2014 der Strombörsenpreis niedriger war.

Die Dummyvariablen für die Monate April, Mai und Juni sind auf einem 0,1% bzw. 1% Niveau signifikant, während der November lediglich auf einem 5%-igen Niveau signifikant ist. Alle Monatsdummies weisen ein negatives Vorzeichen auf. Sowohl die Dummyvariablen für die Wochentage, als auch für die Feiertage weisen eine statistische Signifikanz auf dem 0,1% Niveau auf. Das positive Vorzeichen der Wochentagsdummies lässt auf einen höheren Strombörsenpreis schließen, als am Referenztag Sonntag. Beim Feiertagsdummy besteht hingegen ein niedrigerer Strombörsenpreis, als an den übrigen Referenztagen.

Hohe statistische Signifikanz, nämlich auf einem 0,1% Niveau, weisen zudem die Dummyvariablen für die einzelnen Stunden auf. Die Schätzer sind allesamt positiv. Zudem weisen vor allem die Stunden 7, 8, 18 und 19 einen höheren Wert auf, als die Referenzstunde.

Zuletzt sieht man die zeitlich verzögerten Variablen, die einerseits die Vorperiode und andererseits den Vortag repräsentieren. Beide Schätzer sind auf einem 0,1% Niveau signifikant.

Um eine Aussage betreffend der Güte des Modells treffen zu können, werden im nächsten Schritt das Bestimmtheitsmaß, sowie die F-Statistik genauer betrachtet. Wie aus der Modellzusammenfassung in Abbildung 18 hervorgeht, werden 94,4% der Varianz vom Strombörsenpreis durch die Variablen im verwendeten Modell erklärt. Einzig 5,6% bleiben durch das Modell ungeklärt, weshalb ein Bestimmtheitsmaß von 94,4% als sehr hoch anzusehen ist.

Model Summary^b

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Durbin-Watson
1	,972 ^a	,944	,944	3,4995602	1,317

a. Predictors: (Constant), P_EXAA_24, D_H_14, C_W, D_MONAT_3, D_H_16, D_TAG_DI, PCO2, D_H_23, D_H_15, D_MONAT_2, D_H_17, D_H_13, D_H_7, D_H_22, D_MONAT_9, D_TAG_FT, D_H_12, D_H_8, D_MONAT_1, D_TAG_SA, D_H_11, D_H_1, D_MONAT_7, D_H_10, D_MONAT_10, D_H_2, D_H_18, D_TAG_FR, D_MONAT_8, D_H_6, D_H_21, D_MONAT_6, D_H_9, D_H_3, D_TAG_MI, D_MONAT_4, D_H_5, EE, D_H_20, IMPEXP, D_TAG_DO, D_MONAT_11, D_H_4, D_JAHR_12, D_TAG_MO, D_H_19, D_MONAT_5, P_Gas, P_EXAA_1, H_W, LAST, D_JAHR_13

b. Dependent Variable: P_EXAA

Abbildung 18: Schätzung der Hauptregressionsfunktion – Modellzusammenfassung

Zudem kann bei einem p-Wert von 0,000 davon ausgegangen werden, dass das Bestimmtheitsmaß nicht zufällig entstanden ist, sondern ein statistischer Zusammenhang der Variablen vorliegt – siehe Abbildung 19.

ANOVA^a

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	3911651,801	52	75224,073	6142,284	,000 ^b
	Residual	231981,184	18942	12,247		
	Total	4143632,985	18994			

a. Dependent Variable: P_EXAA

b. Predictors: (Constant), P_EXAA_24, D_H_14, C_W, D_MONAT_3, D_H_16, D_TAG_DI, PCO2, D_H_23, D_H_15, D_MONAT_2, D_H_17, D_H_13, D_H_7, D_H_22, D_MONAT_9, D_TAG_FT, D_H_12, D_H_8, D_MONAT_1, D_TAG_SA, D_H_11, D_H_1, D_MONAT_7, D_H_10, D_MONAT_10, D_H_2, D_H_18, D_TAG_FR, D_MONAT_8, D_H_6, D_H_21, D_MONAT_6, D_H_9, D_H_3, D_TAG_MI, D_MONAT_4, D_H_5, EE, D_H_20, IMPEXP, D_TAG_DO, D_MONAT_11, D_H_4, D_JAHR_12, D_TAG_MO, D_H_19, D_MONAT_5, P_Gas, P_EXAA_1, H_W, LAST, D_JAHR_13

Abbildung 19: Schätzung der Hauptregressionsfunktion – ANOVA

4.5 Überprüfung der Robustheit

Das zuvor diskutierte Regressionsmodell gilt es nun auf seine Robustheit zu überprüfen. Dies erfolgt ebenfalls mittels einer Regressionsanalyse, wobei anstatt der Stundenwerte die durchschnittlichen Tageswerte herangezogen werden. Aufgrund der verwendeten Tageswerte entfällt jene Dummyvariable, die die Fluktuation der einzelnen Stunden kontrollieren sollte.

Das Resultat des Durbin/Watson-Tests deutet auf eine positive Autokorrelation hin – siehe Anhang A.4. Dabei geht man davon aus, dass der Strombörsenpreis von der Vorperiode beeinflusst wird, weshalb ein Lag von 1 berücksichtigt wird.

Damit erhält man eine Regressionsgleichung, die folgende Form annimmt:

$$\begin{aligned} P_EXAA_t = & \beta_0 + \beta_1 EE_t + \beta_2 PGas_t + \beta_3 Last_t + \beta_4 ImpExp_t + \beta_5 PCO2_t + \beta_6 H_W_t \\ & + \beta_7 C_W_t + \beta_8 P_EXAA_{t-1} + \sum_{t=1}^2 D_JAHR_t \\ & + \sum_{t=1}^{11} D_MONAT_t + \sum_{t=1}^6 D_TAG_t + \sum_{t=1}^{13} D_TAG_FT_t + \epsilon_t \end{aligned}$$

Formel 7: Regressionsgleichung für Robustheitscheck

Es ist davon auszugehen, dass sich die Schätzer qualitativ nicht ändern, wobei der Effekt aufgrund des fehlenden Einflusses bestimmter Stundenwerte geringer ausfallen könnte.

Die Modellzusammenfassung der Regressionsanalyse ergibt ein Bestimmtheitsmaß von 81% - siehe Abbildung 20. Dies fällt zwar geringer aus, als bei der Regressionsanalyse, die auf Stundenwerten basiert, ist aber dennoch als hoch anzusehen.

Model Summary^b

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Durbin-Watson
1	,900 ^a	,810	,803	4,6936181	1,698

a. Predictors: (Constant), P_EXAA_1, C_W, D_MONTH_3, PCO2, D_DAY_TU, D_MONTH_2, D_MONTH_9, D_MONTH_7, D_DAY_FT, D_DAY_SA, D_MONTH_10, D_MONTH_1, D_MONTH_8, D_DAY_FR, D_MONTH_6, EE, D_MONTH_4, D_DAY_WE, IMPEXP, D_MONTH_11, D_DAY_TH, D_YEAR_12, D_DAY_MO, D_MONTH_5, PGAS, LAST, H_W, D_YEAR_13

b. Dependent Variable: P_EXAA

Abbildung 20: Modellzusammenfassung der Regressionsgleichung für den Robustheitscheck

Ausgehend von Abbildung 21 kann zudem davon ausgegangen werden, dass bei einem p-Wert von 0,000 ebenfalls ein statistisch signifikantes Modell vorliegt.

ANOVA^a

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	71598,908	28	2557,104	116,073	,000 ^b
	Residual	16830,959	764	22,030		
	Total	88429,867	792			

a. Dependent Variable: P_EXAA

b. Predictors: (Constant), P_EXAA_1, C_W, D_MONTH_3, PCO2, D_DAY_TU, D_MONTH_2, D_MONTH_9, D_MONTH_7, D_DAY_FT, D_DAY_SA, D_MONTH_10, D_MONTH_1, D_MONTH_8, D_DAY_FR, D_MONTH_6, EE, D_MONTH_4, D_DAY_WE, IMPEXP, D_MONTH_11, D_DAY_TH, D_YEAR_12, D_DAY_MO, D_MONTH_5, PGAS, LAST, H_W, D_YEAR_13

Abbildung 21: ANOVA der Regressionsgleichung für den Robustheitscheck

Vergleicht man nun die Schätzer der Regressionsanalyse aus Abbildung 17 mit jenen aus Abbildung 22, so wird ersichtlich, dass sich weder an der Signifikanz, noch an den Vorzeichen der Regressionskoeffizienten etwas geändert hat. Wie auch bei der Regressionsanalyse der Hauptregressionsfunktion, sind die Variablen EE, PGas, IMPEXP und Last auf einem 0,1% Niveau signifikant. Abweichend von der anfänglichen Vermutung scheint hingegen der Einfluss der unabhängigen Variablen stärker geworden zu sein.

Coefficients^a

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.
		B	Std. Error	Beta		
1	(Constant)	-9,850	4,186		-2,353	,019
	EE	-22,537	4,178	-,106	-5,394	,000
	PCO2	,362	,309	,038	1,174	,241
	PGAS	,431	,106	,156	4,079	,000
	IMPEXP	-,002	,000	-,225	-9,938	,000
	LAST	,002	,000	,147	4,296	,000
	H_W	,009	,068	,005	,132	,895
	C_W	41,272	47,614	,014	,867	,386
	D_YEAR_12	-1,944	1,012	-,051	-1,921	,055
	D_YEAR_13	-1,349	,837	-,064	-1,612	,107
	D_MONTH_1	,183	,868	,005	,210	,834
	D_MONTH_2	,696	,853	,017	,816	,415
	D_MONTH_3	-,564	,876	-,014	-,644	,520
	D_MONTH_4	-1,056	1,034	-,026	-1,021	,308
	D_MONTH_5	-2,829	1,191	-,071	-2,375	,018
	D_MONTH_6	-2,072	1,104	-,052	-1,877	,061
	D_MONTH_7	-,100	1,118	-,003	-,089	,929
	D_MONTH_8	,033	1,119	,001	,030	,976
	D_MONTH_9	,733	1,109	,018	,661	,509
	D_MONTH_10	,757	,927	,020	,817	,414
	D_MONTH_11	-,148	,793	-,004	-,186	,852
	D_DAY_MO	15,682	,808	,521	19,407	,000
	D_DAY_TU	9,177	,768	,304	11,948	,000
	D_DAY_WE	7,410	,784	,246	9,449	,000
	D_DAY_TH	7,544	,789	,249	9,558	,000
	D_DAY_FR	6,369	,743	,211	8,568	,000
	D_DAY_SA	2,194	,649	,073	3,383	,001
	D_DAY_FT	-4,947	,980	-,089	-5,047	,000
	P_EXAA_1	,583	,026	,584	22,722	,000

a. Dependent Variable: P_EXAA

Abbildung 22: Robustheitscheck - Schätzung der Regressionskoeffizienten

Während der Koeffizient von PGas zuvor noch 0,13 betrug, weist dieser nun einen Wert von 0,431 auf. In anderen Worten steigt der Strombörsenpreis nun um 0,431 EUR/MWh anstatt um 0,13 EUR/MWh, sollte der Tagesreferenzpreis für Gas um einen Euro steigen. Dies entspricht einer Anpassung von rund 230%. Die Variablen IMPEXP und Last verzeichnen hingegen eine Anpassung

von 100%. Steigt somit die Nachfrage nach Strom um 1 MWh, so erhöht sich der Strombörsenpreis um 0,002 EUR/MWh. Umgekehrt steigt der IMPEXP-Saldo um 1 MWh, so sinkt der Preis um 0,002 EUR/MWh. Die größte Änderung verzeichnet hingegen der Regressionskoeffizient der unabhängigen Variablen EE. Im Vergleich zu einer Reduktion des Strombörsenpreises um -5,239 EUR/MWh bei einer Erhöhung des Anteils der geförderten erneuerbaren Energie an der Gesamterzeugung um einen Prozentpunkt, scheint ein Wert von -22,537 EUR/MWh sehr hoch zu sein.

Als mögliche Ursache für diese Diskrepanz wird die Komprimierung der Zeitreihen auf durchschnittliche Tageswerte vermutet. Aufgrund der fehlenden Tages- bzw. Nachtstunden fehlt der Einfluss, der sich aufgrund der Tag-Nacht-Rotation der EE Einspeisung ergibt. Betrachtet man beispielsweise die Winderzeugung, so nimmt diese tendenziell in den Nachtstunden aufgrund von höheren Windgeschwindigkeiten zu und über die Mittagszeit wieder ab.

Diesen möglichen Einfluss gilt es daher mittels einer weiteren Regressionsanalyse zu überprüfen. Hierfür wird eine Zielfunktion aufgestellt, die einerseits den Einfluss von EE über Tag und Nacht und andererseits den Einfluss von EE nur am Tag auf den Strombörsenpreis der EXAA analysieren soll. Für die Abbildung der Tagesstunden bedient man sich erneut einer Dummyvariable. Dabei definiert man als Tag jene Stunden, die zwischen Sonnenaufgang und –untergang zu verzeichnen sind. Als Datenquelle dient hierbei die ZAMG, die für jede österreichische Landeshauptstadt die täglichen Auf- und Untergangszeiten von Sonne und Mond auflistet. Für die empirische Analyse werden die Angaben für Wien herangezogen. (ZAMG, 2012-2014)

Die so ermittelte Dummyvariable wird in weiterer Folge mit der unabhängigen Variable EE multipliziert, um somit die Tageswerte von EE herauszufiltern.

Daraus ergibt sich folgende Zielfunktion, die es zu schätzen gilt:

$$P_{EXAA_t} = \alpha_0 + \alpha_1 EE_t + \Delta\alpha D_{TAG} * EE + \epsilon_t$$

Formel 8: Regressionsgleichung - Einfluss der Tageswerte von EE

Das Bestimmtheitsmaß weist darauf hin, dass 26,1% der Varianz des Strombörsenpreises durch EE, sowie die Tageswerte von EE (D_TAG_EE) zu erklären sind. Zudem weist das Modell statistische Signifikanz auf.

Coefficients^a

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.
		B	Std. Error	Beta		
1	(Constant)	55,280	,264		209,272	,000
	EE	-131,582	1,603	-,521	-82,100	,000
	D_TAG_EE	16,597	1,123	,094	14,776	,000

a. Dependent Variable: P_EXAA

Abbildung 23: Regressionskoeffizienten der Tageswerte von EE

Wie aus Abbildung 23 hervorgeht, sind die Signifikanz der unabhängigen Variablen EE und deren negatives Vorzeichen unverändert. Zudem bestätigt sich die Vermutung, dass die Tageswerte von EE einen Einfluss auf den Strombörsenpreis haben. Etwas kontraintuitiv scheint das positive Vorzeichen des Koeffizienten D_TAG_EE zu sein. Dies kann allerdings dadurch erklärt werden, dass die Einspeisung aus geförderten erneuerbaren Energien ihre preissenkende Wirkung aus den Nachtstunden schöpft, wo die Windeinspeisung tendenziell höher ist als am Tag. Somit kommt es zu keiner Reduktion des Strombörsenpreises, auch wenn sich der Anteil der geförderten erneuerbaren Energien an der Gesamterzeugung um 1% erhöhen würde.

5 Diskussion der Ergebnisse

Entsprechend früherer Forschungsergebnisse von Cló et al. und Würzberg et al., weist auch die Regressionsanalyse für den österreichischen Strommarkt einen signifikanten Einfluss der geförderten erneuerbaren Energie auf den Strombörsenpreis auf. Steigt der Anteil der geförderten erneuerbaren Energien an der Gesamterzeugung um 1%, sinkt der Strombörsenpreis der EXAA um 5,239 EUR/MWh.

Diese preissenkende Wirkung kann durch die reduzierte Nachfrage nach Strom aus konventionellen Kraftwerken bzw. einer Erhöhung des Angebots durch den eingespeisten Strom aus erneuerbaren Energien erklärt werden. Somit hat Strom aus erneuerbaren Energien eine Auswirkung auf den Strombörsenpreis, auch wenn dieser nicht unmittelbar auf der Börse gehandelt wird.

Zudem konnte festgestellt werden, dass die Faktoren PGas, IMPEXP, sowie Last statistische Signifikanz auf einem 0,1% Niveau aufweisen. Keine Signifikanz weisen hingegen PCO₂, sowie H_W und C_W auf.

Die Resultate blieben qualitativ unverändert, nachdem man eine erneute Regressionsanalyse auf Basis von durchschnittlichen Tageswerten durchgeführt hat. Zudem konnte aufgrund des Robustheitschecks ein signifikanter Einfluss der Tag-Nacht-Rotation von EE auf den Strombörsenpreis aufgedeckt werden.

Diese Ergebnisse basieren auf der isolierten Betrachtung des Marktgebietes Österreich, sowie der österreichische Strombörse EXAA. Im Zuge der Liberalisierung wurde ein gemeinsames Marktgebiet für Österreich und Deutschland geschaffen, dessen Wechselwirkungen – abgesehen vom Import-Export-Saldo - hier außer Acht gelassen werden. Durch eine enge Verknüpfung der Marktgebiete Deutschland und Österreich kann zudem eine Korrelation der Strompreise auftreten, die in dieser Arbeit nicht berücksichtigt wurde. Dieser Aspekt bedarf weiterer Analyse bzw. Klärung, würde aber den Rahmen dieser Masterarbeit überschreiten.

6 Zusammenfassung

Sowohl in Österreich, als auch in anderen europäischen Ländern wurde in den vergangenen Jahren dem Ausbau von erneuerbaren Energien ein hoher Stellenwert beigemessen. Diese energiepolitische Neuorientierung war eine angemessene Maßnahme um den wahrscheinlich größten Herausforderungen unserer Zeit zu begegnen. So versucht man mit Hilfe der erneuerbaren Energien einerseits den drohenden Klimawandel abzuwenden, andererseits ist man bestrebt die Stromversorgung im Sinne hoher Versorgungssicherheit, Wettbewerbsfähigkeit und Nachhaltigkeit langfristig abzusichern.

Mit dem Erlass des Ökostromgesetzes im Jahr 2002 wurde ein rechtlicher Rahmen für die gezielte Förderung des Ausbaus erneuerbarer Energien in Österreich geschaffen. Dabei sieht das österreichische Fördersystem für die bislang als nicht wettbewerbsfähigen erachteten erneuerbaren Energietechnologien einen garantierten Einspeisetarif, sowie einen vorrangigen Netzzugang vor. In den darauffolgenden Jahren konnte ein signifikanter Anstieg der Ökostromanlagenkapazitäten beobachtet werden, der sich vorwiegend aus Windkraft und Photovoltaik zusammensetzte. Diese Technologien zeichnen sich durch ihre variablen Kosten aus, die nahezu Null sind, da Wind und Sonne umsonst sind. Kombiniert man diese Eigenschaft mit dem Einspeisetarif, der zumeist über dem Marktpreis liegt und dem vorrangigen Netzzugang, entdeckt man rasch die Kehrseite der nachhaltigen Energieerzeugung. Aufgrund der Subventionierung werden die Ökostromanlagen vom Marktgeschehen komplett abgeschottet und reagieren auf keinerlei Preissignale. Dabei kommt es zu einem Überangebot an Strom, der den Preis trotz hoher Nachfrage drückt und es in einzelnen Stunden sogar zu negativen Preisen führt.

Der preissenkende Einfluss von erneuerbaren Energien auf den Strombörsenpreis wurde auch im Zuge dieser Arbeit empirisch dargelegt. Dabei kam man zu dem Ergebnis, dass sich der Strombörsenpreis um 5,239 EUR/MWh reduzieren würde, wenn der Anteil der geförderten erneuerbaren Energien an der Gesamterzeugung um einen Prozentpunkt steigt. Im Hinblick auf die Kosteneffizienz ist dies kein unerhebliches Ergebnis. Betrachtet man

allerdings die langfristigen Auswirkungen, so werden die konventionellen Kraftwerke zunehmend wirtschaftlich unter Druck gesetzt bzw. nach und nach vom Markt gedrängt. Für die Versorgungssicherheit sind allerdings die konventionellen Kraftwerke nach wie vor von großer Bedeutung.

Basierend auf dieser Erkenntnis haben bereits Forscher wie (Gawel , et al., 2013) darauf hingewiesen, dass langfristig in einem optimierten Gesamtsystem der Austritt der erneuerbaren Energien aus dem bisherigen Schutzbereich und eine Integration in den Strommarkt anzustreben sind. Um allerdings feststellen zu können, wie solch eine Marktintegration durchgeführt werden könnte, bedarf es weiterer Forschung, was den langfristigen Effekt betrifft.

7 Literaturverzeichnis

APG. 2014. APG-Masterplan 2030. [Online] APG, 2014. [Zitat vom: 12. 01 2016.]

<https://www.apg.at/~media/08C45322202F4C6D80A9703150614647.pdf>.

— **2012-2015.** Erzeugung. [Online] Austrian Power Grid, 2012-2015. [Zitat vom: 13. 01 2016.] <http://www.apg.at/de/markt/erzeugung>.

— **2012-2015.** Grenzüberschreitender Austausch. [Online] Austrian Power Grid, 2012-2015. [Zitat vom: 13. 01 2016.] <http://www.apg.at/de/markt/grenzueberschreitender-austausch/lastfluesse>.

— **2012-2015.** Last. [Online] Austrian Power Grid, 2012-2015. [Zitat vom: 13. 01 2016.] <http://www.apg.at/de/markt/last>.

— **2016.** Leitbild. [Online] 2016. [Zitat vom: 05. 01 2016.] <https://www.apg.at/de/ueber-uns/strategie-leitbild>.

— **2015.** Netzregelung. [Online] APG, 2015. [Zitat vom: 20. 12 2015.] <https://www.apg.at/de/markt/netzregelung>.

— **2014.** Windenergie. [Online] Austrian Power Grid, 2014. [Zitat vom: 13. 01 2016.] <http://www.apg.at/de/markt/erzeugung/windenergie>.

Backhaus, Klaus, et al. 2015. *Multivariate Analysemethoden: Eine anwendungsorientierte Einführung (14. Auflage)*. Berlin : Springer , 2015.

BGBI I 2011/75. 2011. 75. *Bundesgesetz über die Förderung der Elektrizitätserzeugung aus erneuerbaren Energieträgern (Ökostromgesetz 2012 - ÖSG 2012)*. [RIS] Österreich : s.n., 2011.

Böckers, Veit, Giessing, Leonie und Rösch, Jörgen. 2013. The green game changer: An empirical assessment of the effects of wind and solar power on the merit order. *DICE Discussion Paper, No. 104*. 2013.

Cló, Stefano, Cataldi, Alessandra und Zoppoli, Pietro. 2014. The merit-order effect in the Italian power market: The impact of solar and wind generation on national wholesale electricity prices. *Energy Policy 77*. 2014, S. 79-88.

Couture, Toby und Gagnon, Yves. 2010. An analysis of feed-in tariff remuneration models: Implications for renewable energy investment. *Energy Policy* 38. 2010, S. 955-965.

E-Control. 2015. Die 20-20-20 Ziele. [Online] 2015. [Zitat vom: 25. 11 2015.] <http://www.e-control.at/konsumenten/oeko-energie/klima-und-umwelt/20-20-20-ziele>.

— **2012.** Einspeisetarife. [Online] E-Control, 2012. [Zitat vom: 15. 12 2015.] <http://www.e-control.at/statistik/oeko-energie/kosten-der-oekostromentwicklung/einspeisetarife>.

— **2014a.** Engpassleistung nach Kraftwerkstypen. [Online] 2014a. [Zitat vom: 28. 10 2015.] http://www.e-control.at/documents/20903/503039/BeStGes-2014_KW2EPLTyp.xlsx.

— **2014b.** Inlandsstromverbrauch. [Online] 2014b. [Zitat vom: 28. 10 2015.] http://www.e-control.at/documents/20903/447897/BStOeN-JR2_InlandVer.xlsx/.

— **2014c.** Jahresreihen des Kraftwerksparks. [Online] 2014c. [Zitat vom: 30.. 10. 2015.] http://www.e-control.at/documents/20903/503039/BeStGes-JR_KWEPL.xlsx.

— **2013.** *Ökostrombericht 2013*. Wien : Energie-Control Austria, 2013.

— **2015a.** *Statistikbroschüre 2015*. Wien : Energie-Control Austria, 2015a.

EEX. 2012-2014. ECarbix. [Online] 2012-2014. [Zitat vom: 15. 01 2016.] <https://www.eex.com/de/marktdaten/umweltprodukte/spotmarkt/ecarbix-download/65590>.

— **2012-2014.** Tagesreferenzpreis Gas. [Online] 2012-2014. [Zitat vom: 02. 12 2015.] <https://www.eex.com/de/marktdaten/erdgas/spotmarkt/daily-reference-price>.

European Commission. 2014. A policy framework for climate and energy in the period from 2020 to 2030. [Online] European Commission, 22.. 01. 2014.

[Zitat vom: 03.. 11. 2015.] <http://eur-lex.europa.eu/legal-content/EN/ALL/?uri=CELEX:52014DC0015>.

EXAA. 2012-2015. Historische Daten. [Online] Energy Exchange Austria, 2012-2015. [Zitat vom: 13. 01 2016.] <http://www.exaa.at/de/marktdaten/historische-daten>.

Fischer, Severin und Westphal, Kirsten. 2012. *Erneuerbare Energien im Stromsektor: Gestaltungsoption in der EU*. Berlin : Deutsches Institut für Internationale Politik und Sicherheit, 2012.

Gawel , Erik und Purkus, Alexandra. 2013. Promoting the market and system integration of renewable energies through premium schemes - A case study of the German market premium. *Energy Policy* 61. 2013, S. 599-609.

Gawel , Erik, et al. 2013. *Förderung der Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien: Perspektiven einer instrumentellen Weiterentwicklung*. s.l. : German Institute for Economic Research, 2013.

Gelabert, Liliana, Labandeira, Xavier und Linares, Pedro. 2011. An ex-post analysis of the effect of renewables and cogeneration on Spanish electricity prices. *Energy Economics* 33. 2011, S. 59-65.

Haas, Reinhard und Loew , Thomas. 2012. *Die Auswirkungen der Energiewende auf die Strommärkte und die Rentabilität von konventionellen Kraftwerken*. s.l. : Institute for Sustainability, 2012.

Haas, Reinhard, et al. 2011. A historical review of promotion strategies for electricity from renewable energy sources in EU countries. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 15. 2011, S. 1003-1034.

Haas, Reinhard, et al. 2011. Efficiency and effectiveness of promotion systems for electricity generation from renewable energy sources - Lessons from EU countries. *Energy* 36. 2011, S. 2186-2193.

Kabinger, Alexander, Knaus, Karina und Süßenbacher, Wilhelm. 2014. *Short-Term Physical Electricity Trading in Austria - Marketing Opportunities, Market Concentration and Market Functioning*. Wien : E-Control, 2014.

Kalt, Gerald, Lang , Bernhard und Schmidl, Johannes. 2013. *Fördersysteme für die Stromerzeugung aus erneuerbaren Energieträgern.* Wien : Austrian Energy Agency, 2013.

Menanteau, Philippe, Finon, Dominique und Lamy, Marie-Laure. 2003. Price versus quantities: choosing policies for promoting the development of renewable energy. *Energy Policy* 31. 2003, S. 799-812.

Nicolosi, Marco, Fürsch, Michaela und Lindenberger, Dietmar. 2010. *Analyse der Ursachen für negative Strompreise am 3./4. Oktober 2009 und möglicher Abhilfemaßnahmen.* s.l. : Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln, 2010.

Nischkauer, Hans. 2005. *Temperaturabhängigkeit des Strom- und Gasverbrauchs.* Wien : E-Control Working Paper Nr. 15, 2005.

OeMAG. 2008-2014a. Einspeisemengen. [Online] 2008-2014a. [Zitat vom: 30. 10. 2015.] <http://www.oem-ag.at/de/oekostromneu/einspeisemengen/>.

— **2006.** *Geschäftsbericht 06.* s.l. : OeMAG Abwicklungsstelle für Ökostrom AG, 2006.

— **2008-2014b.** Installierte Leistung. [Online] 2008-2014b. [Zitat vom: 2015. 10. 30.] <http://www.oem-ag.at/de/oekostromneu/installierte-leistung/>.

— **2015.** Stromhändler. [Online] OeMAG, 2015. [Zitat vom: 14. 12 2015.] <http://www.oem-ag.at/de/marktteilnehmer/stromhaendler/>.

— **2012-2014.** Zeitreihen. [Online] 2012-2014. [Zitat vom: 25. 10 2015.] <http://www.oem-ag.at/de/marktteilnehmer/stromhaendler/>.

Sáenz de Miera, Gonzalo, del Río González, Pablo und Vizcaíno, Ignacio. 2008. Analysing the impact of renewable electricity support schemes on power price: The case of wind electricity in Spain. *Energy Policy* 36. 2008, S. 3345-3359.

Sensfuß, Frank. 2013. *Analyse zum Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien.* Karlsruhe : Fraunhofer - Institut für System- und Innovationsforschung, 2013.

Sensfuß, Frank, Ragwitz, Mario und Genoese, Massimo. 2008. The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market price in Germany. *Energy Policy* 36. 2008, S. 3086-3094.

Stoft, Steven. 2002. *Power System Economics: Designing Markets for Electricity*. New York : John Wiley & Sons, 2002.

Süßenbacher, Wilhelm, Knaus, Karina und Kabinger, Alexander. 2015. *Der kurzfristige physische Stromhandel in Österreich*. Wien : E-Control Austria, 2015.

Weber, Christoph und Woll, Oliver. 2007. Merit-Order-Effekte von erneuerbaren Energien - Zu schön um wahr zu sein? *EWL Working Paper No. 01/07*. 2007.

Wissen, Ralf und Nicolosi, Marco. 2007. Anmerkungen zur aktuellen Diskussion zum Merit-Order Effekt der erneuerbaren Energien. *EWI Working Paper, Nr. 07/3*. 2007.

Wooldridge, Jeffrey M. 2009. *Introductory Economics - A modern approach*. 4. USA : South-Western Cengage Learning, 2009.

Würzburg, Klaas, Labandeira, Xavier und Linares, Pedro. 2013. Renewable generation and electricity prices: Taking stock and new evidence for Germany and Austria. *Energy Economics* 40. 2013, S. 159-171.

ZAMG. 2012-2014. Auf- und Untergangszeiten von Sonne und Mond. [Online] 2012-2014. [Zitat vom: 01. 03 2016.] <https://www.zamg.ac.at/cms/de/klima/klimauebersichten/ephemeriden>.

—. 2012-2015. Jahrbuch. [Online] 2012-2015. [Zitat vom: 13. 01 2016.] <http://www.zamg.ac.at/cms/de/klima/klimauebersichten/jahrbuch>.

Anhang

Anhang A.1 Schätzung der Regressionsgleichung 1

Regressionsanalyse auf Stundenbasis – Modellzusammenfassung ohne Lag:

Model Summary^b

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Durbin-Watson
1	,851 ^a	,724	,723	7,7858410	,205

a. Predictors: (Constant), D_H_23, PGas, D_TAG_FR, D_MONAT_10, D_TAG_FT, C_W, D_H_3, D_H_8, D_H_6, D_MONAT_4, D_H_5, D_H_4, D_H_2, D_H_1, D_MONAT_9, D_H_22, D_H_21, D_TAG_MI, D_H_19, D_MONAT_2, D_H_18, D_H_17, D_H_16, D_MONAT_5, D_H_15, D_TAG_SA, D_H_12, D_MONAT_1, D_H_11, D_MONAT_6, D_H_10, EE, D_TAG_MO, D_H_13, D_MONAT_3, D_H_14, D_MONAT_7, D_H_9, D_TAG_DI, D_JAHR_12, D_H_7, D_MONAT_11, IMPEXP, D_TAG_DO, D_MONAT_8, D_H_20, PCO2, H_W, LAST, D_JAHR_13

b. Dependent Variable: P_EXAA

Regressionsanalyse auf Stundenbasis - ANOVA ohne Lag:

ANOVA^a

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	3015736,574	50	60314,731	994,975	,000 ^b
	Residual	1151524,602	18996	60,619		
	Total	4167261,175	19046			

a. Dependent Variable: P_EXAA

b. Predictors: (Constant), D_H_23, PGas, D_TAG_FR, D_MONAT_10, D_TAG_FT, C_W, D_H_3, D_H_8, D_H_6, D_MONAT_4, D_H_5, D_H_4, D_H_2, D_H_1, D_MONAT_9, D_H_22, D_H_21, D_TAG_MI, D_H_19, D_MONAT_2, D_H_18, D_H_17, D_H_16, D_MONAT_5, D_H_15, D_TAG_SA, D_H_12, D_MONAT_1, D_H_11, D_MONAT_6, D_H_10, EE, D_TAG_MO, D_H_13, D_MONAT_3, D_H_14, D_MONAT_7, D_H_9, D_TAG_DI, D_JAHR_12, D_H_7, D_MONAT_11, IMPEXP, D_TAG_DO, D_MONAT_8, D_H_20, PCO2, H_W, LAST, D_JAHR_13

Regressionsanalyse auf Stundenbasis - Schätzung der Koeffizienten ohne Lag:

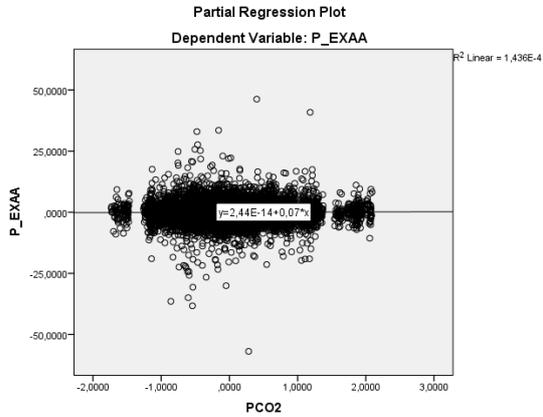
Coefficients^a

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.	Collinearity Statistics	
		B	Std. Error	Beta			Tolerance	VIF
1	(Constant)	-14,328	1,265		-11,324	,000		
	EE	-44,371	1,158	-,176	-38,307	,000	,691	1,448
	PCO2	,297	,105	,022	2,831	,005	,232	4,310
	PGas	,719	,035	,186	20,411	,000	,176	5,695
	IMPEXP	-,004	,000	-,379	-74,110	,000	,557	1,794
	LAST	,005	,000	,403	50,097	,000	,225	4,439
	H_W	,207	,022	,076	9,452	,000	,226	4,432
	C_W	51,360	16,115	,012	3,187	,001	,974	1,027
	D_JAHR_12	-,780	,331	-,015	-2,355	,019	,380	2,631
	D_JAHR_13	-2,135	,279	-,072	-7,659	,000	,165	6,064
	D_MONAT_1	-1,011	,290	-,018	-3,484	,000	,525	1,906
	D_MONAT_2	,691	,286	,012	2,413	,016	,592	1,688
	D_MONAT_3	-,087	,294	-,002	-,297	,767	,511	1,956
	D_MONAT_4	-,366	,344	-,007	-1,064	,287	,386	2,594
	D_MONAT_5	-3,964	,388	-,071	-10,206	,000	,297	3,363
	D_MONAT_6	-2,526	,367	-,045	-6,880	,000	,338	2,961
	D_MONAT_7	2,175	,369	,039	5,891	,000	,324	3,084
	D_MONAT_8	2,432	,368	,044	6,609	,000	,326	3,063
	D_MONAT_9	5,229	,358	,093	14,599	,000	,360	2,776
	D_MONAT_10	3,768	,306	,071	12,316	,000	,434	2,304
	D_MONAT_11	,615	,263	,013	2,337	,019	,462	2,163
	D_TAG_MO	6,910	,232	,164	29,770	,000	,480	2,082
	D_TAG_DI	7,934	,240	,187	33,125	,000	,458	2,185
	D_TAG_MI	7,688	,242	,182	31,815	,000	,443	2,257
	D_TAG_DO	8,114	,243	,191	33,453	,000	,444	2,252
	D_TAG_FR	7,167	,233	,170	30,741	,000	,476	2,101
	D_TAG_SA	5,461	,212	,129	25,725	,000	,578	1,730
	D_TAG_FT	-5,259	,314	-,069	-16,747	,000	,860	1,163
	D_H_1	-,771	,391	-,010	-1,970	,049	,521	1,919
	D_H_2	-2,474	,392	-,033	-6,313	,000	,520	1,925
	D_H_3	-3,905	,393	-,053	-9,942	,000	,519	1,927
	D_H_4	-5,187	,393	-,070	-13,215	,000	,518	1,932
	D_H_5	-5,183	,392	-,070	-13,222	,000	,519	1,926
	D_H_6	-3,527	,391	-,048	-9,010	,000	,521	1,921
	D_H_7	,609	,394	,008	1,547	,122	,514	1,944
	D_H_8	3,415	,407	,046	8,386	,000	,481	2,079
	D_H_9	4,077	,416	,055	9,811	,000	,461	2,168
	D_H_10	3,492	,419	,047	8,338	,000	,454	2,202
	D_H_11	2,577	,422	,035	6,107	,000	,447	2,235
	D_H_12	2,048	,424	,028	4,827	,000	,443	2,259
	D_H_13	,934	,417	,013	2,238	,025	,458	2,185
	D_H_14	,080	,415	,001	,192	,848	,462	2,164
	D_H_15	-,446	,412	-,006	-1,083	,279	,469	2,131
	D_H_16	-,060	,410	-,001	-,145	,884	,473	2,113
	D_H_17	,958	,411	,013	2,332	,020	,472	2,116
	D_H_18	4,492	,415	,061	10,827	,000	,463	2,161
	D_H_19	7,287	,417	,098	17,485	,000	,459	2,180
	D_H_20	6,964	,411	,094	16,934	,000	,471	2,125
	D_H_21	5,104	,403	,069	12,681	,000	,492	2,034
	D_H_22	3,485	,395	,047	8,831	,000	,511	1,955
	D_H_23	2,914	,393	,039	7,424	,000	,517	1,934

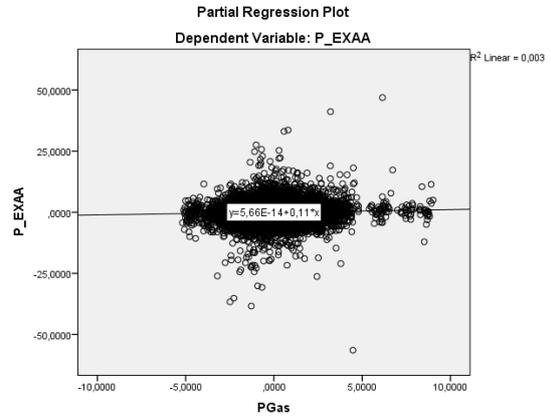
a. Dependent Variable: P_EXAA

Anhang A.2 Partielle Regression der Hauptregressionsgleichung

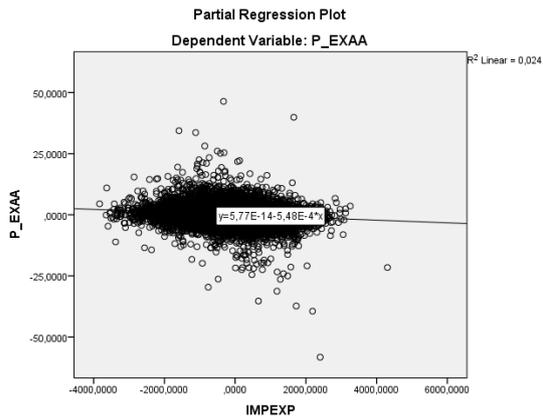
Partielle Regression - PCO2:



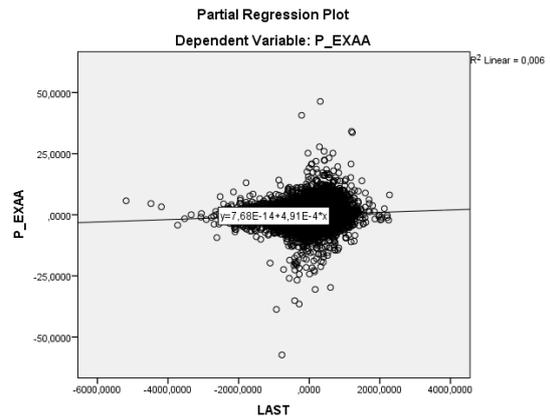
Partielle Regression – PGas:



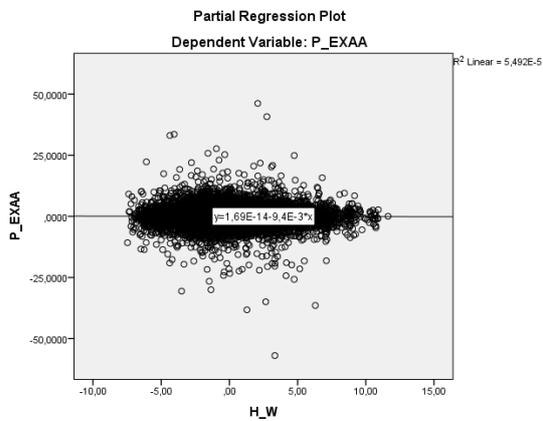
Partielle Regression – IMPEXP:



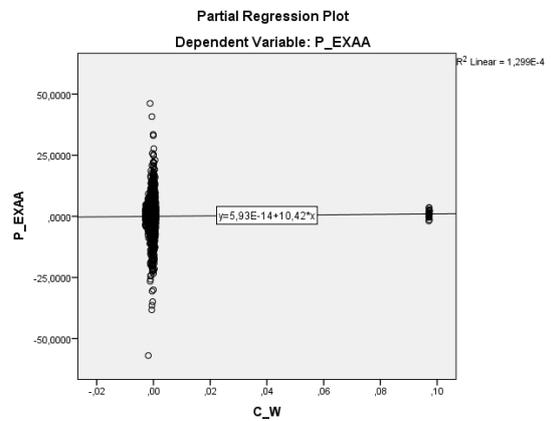
Partielle Regression – Last:



Partielle Regression - H_W:



Partielle Regression - C_W:

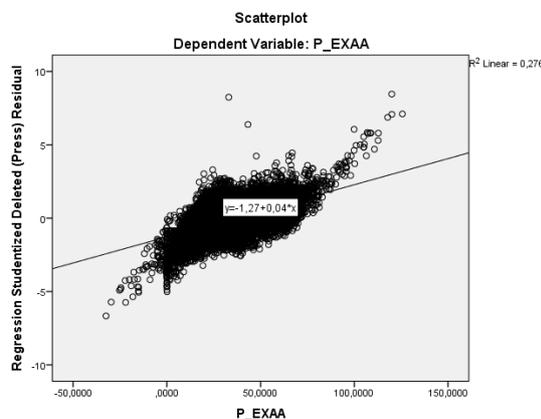


Anhang A.3 Prüfung der Modellprämissen

Zur Überprüfung der Ergebnisse wird in weiterer Folge auf Linearität, Normalverteilung der Störgrößen, Homoskedastizität, Multikollinearität der unabhängigen Variablen und Autokorrelation geprüft. Zugleich erfolgt eine genaue Analyse der Residuen bzw. werden mögliche Ausreißer, die die Ergebnisse verfälschen könnten, ausfindig gemacht. (Backhaus, et al., 2015)

Nichtlinearität

Das lineare Regressionsmodell fordert die Linearität der Beziehung zwischen den Parametern bzw. den Variablen. Die Prüfung der Modellannahme kann mittels visueller Begutachtung eines Streudiagramms erfolge. (Backhaus, et al., 2015)



Modellprämissen – Linearität

Wie aus dem Streudiagramm hervorgeht, kann durchaus von einem linearen Zusammenhang ausgegangen werden, weshalb die Modellprämissen der Linearität bestätigt wird.

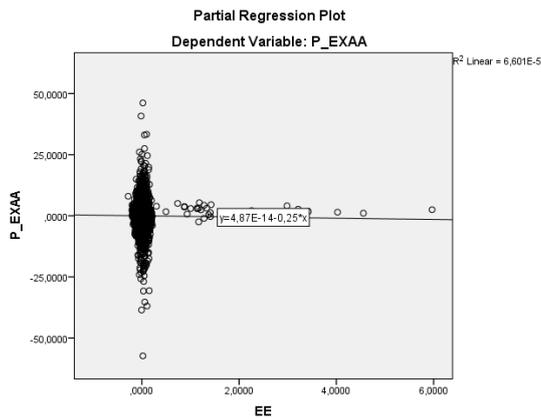
Ausreißer

Um die Verteilung der Störgrößen prüfen zu können, muss man auf die Residuen zurückgreifen, da die Störgrößen nicht beobachtbar sind.

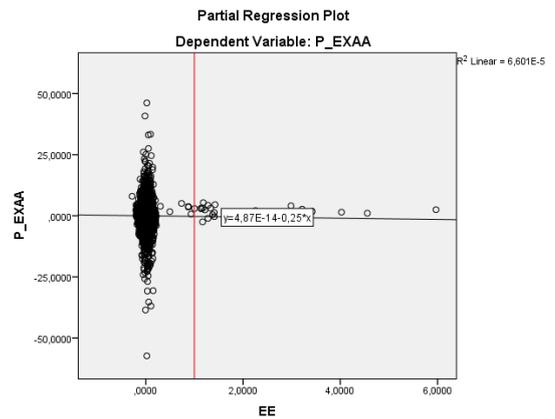
Es gilt nun zu prüfen, ob die standardisierten Residuen innerhalb eines entsprechenden Intervalls liegen und somit keine ernsthaften Ausreißer vorhanden sind. Die Problematik von Ausreißern basiert auf der Berechnungsmethode der kleinsten Quadrate, da aufgrund von falschen oder untypischen Beobachtungen das Ergebnis verfälscht werden könnte. (Backhaus, et al., 2015)

Bei genauer Betrachtung der Zeitreihen fallen einige Ausreißer auf, die allerdings aufgrund der volatilen Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien nicht untypisch sind. Wie bereits im Zuge der deskriptiven Statistik gezeigt wurde, sind negative Preise durchaus plausibel, auch wenn der Durchschnittspreis bei 35,83 EUR/MWh liegt. Auch bei näherer Betrachtung der partiellen Regressionsplots von PCO₂, PGas, IMPEXP, Last, H_W und H_C (siehe Anhang A.2) erkennt man keine signifikanten Ausreißer, die unplausibel wären und somit das Ergebnis verfälschen könnten.

Nicht plausibel erscheint hingegen, dass der Anteil der eingespeisten erneuerbaren Energie an der Gesamterzeugung in einzelnen Stunden 100% übersteigt, wie man es anhand der partiellen Regression mit P_EXAA und EE erkennen kann. Dies würde bedeuten, dass mehr Strom aus geförderten erneuerbaren Energien ins Netz eingespeist wird, als die Gesamterzeugung der gesamten Regelzone APG ausmachen würde. Betroffen von diesem Umstand sind der 27.09.2014 und der 18.12.2014 in den ersten 7 Stunden. Grund hierfür scheint ein Datenfehler seitens der APG zu sein, da die Gesamterzeugung unter 1GWh fällt und dadurch der Anteil der eingespeisten erneuerbaren Energie auf über 100% steigen kann. Dies betrifft all jene Beobachtungen, die sich rechts von der roten Linie in im Plot „Ausreißer EE“ befinden.

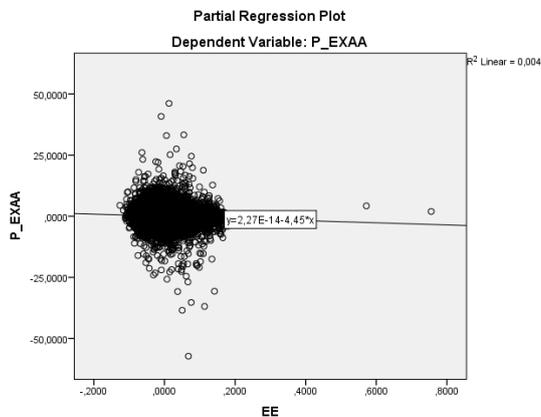


Partielle Regression mit P_EXAA und EE

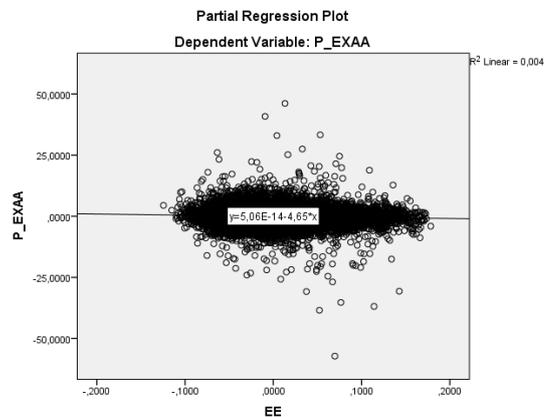


Plot – Ausreißer EE

Nach Ausschluss dieser Beobachtungen erhält man eine marginale Anpassung der Regressionsgeraden, die im linken Streudiagramm ersichtlich ist. Anhand dieser partiellen Regression können zwei weitere Ausreißer identifiziert werden. Würde man diese ebenfalls aus dem Datensatz entfernen (rechtes Streudiagramm), würde sich die Regressionsgerade aufgrund der Datenmenge nicht ändern.



Partielle Regression mit P_EXAA und EE nach Ausschluss unplausibler Werte

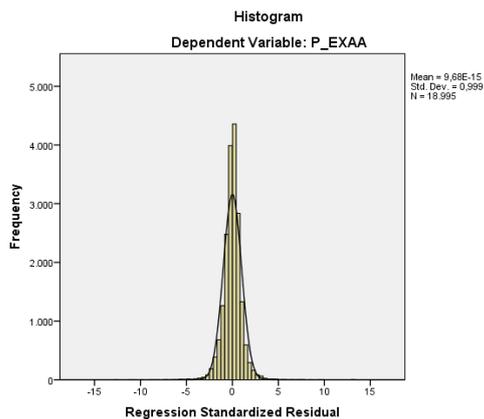


Partielle Regression mit P_EXAA und EE nach Ausschluss weiterer Ausreißer

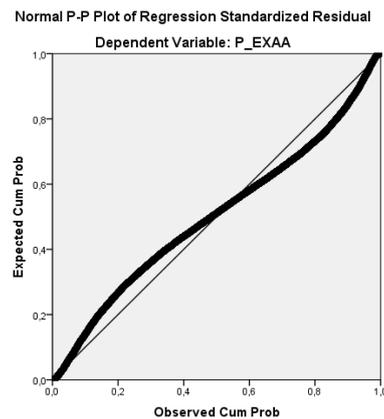
Zudem wäre es in einzelnen Stunden durchaus plausibel, dass sich der Anteil der EE an der Gesamterzeugung in einzelnen Stunden zwischen 50% und 100% bewegt. Somit wurden diese Beobachtungen von der Regressionsanalyse nicht ausgeschlossen.

Normalverteilung der Störgrößen

Zur Prüfung der Normalverteilung werden einerseits ein Histogramm der Residuen und andererseits ein P-P-Diagramm erstellt. Bei vorliegender Normalverteilung der Residuen ist die Verteilung symmetrisch und nach beiden Seiten abfallend. (Backhaus, et al., 2015) Ausgehend von Histogramm scheint eine Normalverteilung vorzuliegen. Dies wird durch das P-P-Diagramm bekräftigt, welches die bei der Normalverteilung erwarteten Wahrscheinlichkeiten der Residuen gegen die beobachteten Wahrscheinlichkeiten plottet. (Backhaus, et al., 2015) Bei perfekter Normalverteilung der Residuen würden alle Punkte auf der Geraden liegen. Aus dem P-P-Diagramm geht hervor, dass zwar die Punkte nicht exakt auf der Geraden liegen, man allerdings durchaus von annähernder Normalverteilung sprechen kann.



Histogramm - Normalverteilung



P-P-Plot - Normalverteilung

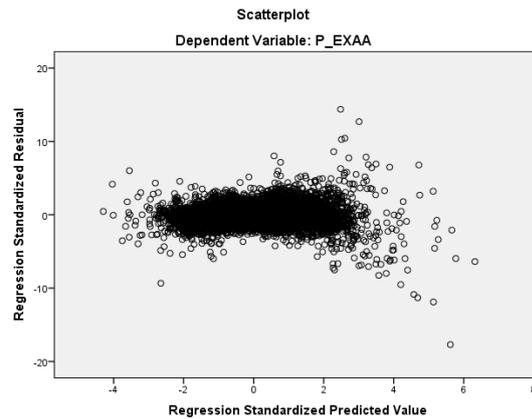
Der Annahme einer Normalverteilung kann somit nicht widersprochen werden.

Heteroskedastizität

Eine weitere Annahme des linearen Regressionsmodells besagt, dass die Störgrößen eine konstante Varianz aufweisen sollen. Dieser Umstand wird Homoskedastizität genannt. Im Falle von Heteroskedastizität, sprich wenn die Varianzen der Residuen unterschiedlich sind, führt die Methode der kleinsten Quadrate nicht zur optimalen Eingliederung der Regressionsgeraden in die

Daten. In anderen Worten führt Heteroskedastizität zur ineffizienten Schätzung und verfälscht den Standardfehler des Regressionskoeffizienten. (Backhaus, et al., 2015)

Die Präsenz von Heteroskedastizität kann mittels visueller Inspektion der Residuen aufgedeckt werden. Dabei werden wie im nachstehenden Streudiagramm die Residuen gegen die prognostizierten Werte von y geplottet.



Streudiagramm der Residuen

Die Residuen scheinen hier zufällig verteilt zu sein, ohne ein besonders Muster zu erkennen. Sie scheinen recht gleichmäßig um eine horizontale Linie durch den Nullpunkt der Y-Achse zu streuen. Da somit keine systematische Beziehung zu den Schätzwerten der abhängigen Variablen erkennbar ist, scheint eine Verletzung dieser Annahme nicht vorhanden zu sein.

Multikollinearität

Eine Verletzung der Modellprämissen eines linearen Regressionsmodells kann zudem durch die sogenannte Multikollinearität hervorgerufen werden. Dabei spricht man von Multikollinearität, wenn die unabhängigen Variablen untereinander linear abhängig sind und somit aufgrund von hoher Standardabweichungen der Regressionskoeffizienten, diese unzureichend interpretiert werden können. Die Aufdeckung der linearen Abhängigkeit zwischen zwei unabhängigen Variablen kann durch die Betrachtung einer

Korrelationsmatrix aufgedeckt werden. Man spricht dabei von Multikollinearität, wenn die Werte nach -1 bzw. +1 liegen. (Backhaus, et al., 2015)

		Correlations							
		P_EXAA	EE	PCO2	PGas	IMPEXP	LAST	H_W	C_W
Pearson Correlation	P_EXAA	1,000	-,503	,031	,224	-,334	,606	,206	,011
	EE	-,503	1,000	,109	-,169	,252	-,282	-,074	-,003
	PCO2	,031	,109	1,000	-,349	,090	,072	,174	-,029
	PGas	,224	-,169	-,349	1,000	,172	,243	,497	,013
	IMPEXP	-,334	,252	,090	,172	1,000	,206	,336	,017
	LAST	,606	-,282	,072	,243	,206	1,000	,461	-,004
	H_W	,206	-,074	,174	,497	,336	,461	1,000	-,032
	C_W	,011	-,003	-,029	,013	,017	-,004	-,032	1,000
Sig. (1-tailed)	P_EXAA	.	,000	,000	,000	,000	,000	,000	,063
	EE	,000	.	,000	,000	,000	,000	,000	,319
	PCO2	,000	,000	.	,000	,000	,000	,000	,000
	PGas	,000	,000	,000	.	,000	,000	,000	,034
	IMPEXP	,000	,000	,000	,000	.	,000	,000	,009
	LAST	,000	,000	,000	,000	,000	.	,000	,281
	H_W	,000	,000	,000	,000	,000	,000	.	,000
	C_W	,063	,319	,000	,034	,009	,281	,000	.
N	P_EXAA	19047	19047	19047	19047	19047	19047	19047	19047
	EE	19047	19047	19047	19047	19047	19047	19047	19047
	PCO2	19047	19047	19047	19047	19047	19047	19047	19047
	PGas	19047	19047	19047	19047	19047	19047	19047	19047
	IMPEXP	19047	19047	19047	19047	19047	19047	19047	19047
	LAST	19047	19047	19047	19047	19047	19047	19047	19047
	H_W	19047	19047	19047	19047	19047	19047	19047	19047
	C_W	19047	19047	19047	19047	19047	19047	19047	19047

Korrelationsmatrix

Aus der obigen Korrelationsmatrix geht kein Wert hervor, der nahe -1 oder +1 liegen würde, weswegen man die Verletzung der Modellprämisse durch Multikollinearität ausschließen kann.

Autokorrelation

Eine genaue Prüfung auf Autokorrelation wurde bereits im Zuge der Modellformulierung durchgeführt. Dabei kam man zum Ergebnis, dass der Strombörsenpreis in erster Linie durch den Wert der Vorperiode beeinflusst wurde. Einen geringeren Einfluss hatte hingegen der Wert des Vortages. Nichtsdestotrotz wurden beide Einflüsse in Form einer zusätzlichen Variable ins Regressionsmodell aufgenommen, um die Autokorrelation zu kontrollieren.

Anhang A.4 Robustheitscheck

Regressionsanalyse auf Tagesbasis – Modellzusammenfassung ohne Lag:

Model Summary^b

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Durbin-Watson
1	,825 ^a	,681	,670	6,0763286	,715

a. Predictors: (Constant), D_DAY_FT, C_W, D_MONTH_6, D_DAY_FR, D_YEAR_13, D_MONTH_4, D_MONTH_10, D_MONTH_2, D_DAY_WE, D_MONTH_1, D_MONTH_9, EE, D_DAY_MO, D_MONTH_5, D_MONTH_7, D_DAY_SA, D_MONTH_3, D_MONTH_8, D_DAY_TU, D_YEAR_12, IMPEXP, D_DAY_TH, D_MONTH_11, LAST, PCO2, H_W, PGAS

b. Dependent Variable: P_EXAA

Regressionsanalyse auf Tagesbasis – ANOVA ohne Lag:

ANOVA^a

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	60434,596	27	2238,318	60,623	,000 ^b
	Residual	28282,076	766	36,922		
	Total	88716,672	793			

a. Dependent Variable: P_EXAA

b. Predictors: (Constant), D_DAY_FT, C_W, D_MONTH_6, D_DAY_FR, D_YEAR_13, D_MONTH_4, D_MONTH_10, D_MONTH_2, D_DAY_WE, D_MONTH_1, D_MONTH_9, EE, D_DAY_MO, D_MONTH_5, D_MONTH_7, D_DAY_SA, D_MONTH_3, D_MONTH_8, D_DAY_TU, D_YEAR_12, IMPEXP, D_DAY_TH, D_MONTH_11, LAST, PCO2, H_W, PGAS

Regressionsanalyse auf Tagesbasis – Schätzung der Koeffizienten ohne Lag:

Coefficients^a

Model		Unstandardized Coefficients		Standardized Coefficients	t	Sig.
		B	Std. Error	Beta		
1	(Constant)	-8,409	5,413		-1,553	,121
	EE	-47,570	5,219	-,223	-9,115	,000
	PCO2	,354	,399	,038	,886	,376
	PGAS	,567	,136	,205	4,156	,000
	IMPEXP	-,003	,000	-,320	-11,113	,000
	LAST	,004	,001	,358	8,400	,000
	H_W	,253	,086	,130	2,927	,004
	C_W	40,450	61,639	,014	,656	,512
	D_YEAR_12	,567	1,302	,015	,435	,663
	D_YEAR_13	-1,008	1,083	-,048	-,931	,352
	D_MONTH_1	-,422	1,123	-,011	-,375	,707
	D_MONTH_2	,660	1,103	,016	,598	,550
	D_MONTH_3	,245	1,132	,006	,217	,829
	D_MONTH_4	,517	1,335	,013	,387	,699
	D_MONTH_5	-1,780	1,541	-,045	-1,155	,248
	D_MONTH_6	-1,491	1,428	-,037	-1,044	,297
	D_MONTH_7	2,860	1,437	,073	1,990	,047
	D_MONTH_8	3,027	1,438	,077	2,104	,036
	D_MONTH_9	6,360	1,400	,158	4,544	,000
	D_MONTH_10	4,201	1,178	,111	3,565	,000
	D_MONTH_11	1,778	1,021	,053	1,741	,082
	D_DAY_MO	7,943	,949	,264	8,368	,000
	D_DAY_TU	9,189	,994	,304	9,243	,000
	D_DAY_WE	9,035	1,010	,300	8,942	,000
	D_DAY_TH	9,301	1,016	,306	9,154	,000
	D_DAY_FR	8,250	,956	,274	8,629	,000
	D_DAY_SA	5,713	,815	,189	7,008	,000
	D_DAY_FT	-5,851	1,249	-,107	-4,686	,000

a. Dependent Variable: P_EXAA

Einfluss der Tageswerte von EE – Modellzusammenfassung:

Model Summary^b

Model	R	R Square	Adjusted R Square	Std. Error of the Estimate	Durbin-Watson
1	,511 ^a	,261	,261	12,7125586	,144

a. Predictors: (Constant), D_TAG_EE, EE

b. Dependent Variable: P_EXAA

Einfluss der Tageswerte von EE – ANOVA:

ANOVA^a

Model		Sum of Squares	df	Mean Square	F	Sig.
1	Regression	1089576,605	2	544788,302	3371,024	,000 ^b
	Residual	3077684,570	19044	161,609		
	Total	4167261,175	19046			

a. Dependent Variable: P_EXAA

b. Predictors: (Constant), D_TAG_EE, EE

Kurzfassung

Ziel dieser Arbeit ist es einen Überblick über die Entwicklung des österreichischen Ökostromsektors zu liefern, sowie etwaige Auswirkungen des Ausbaus von erneuerbaren Energieträgern auf den Strommarkt darzustellen. Dabei wird vor allem der Fokus auf den sogenannten Merit-Order-Effekt gelegt, wonach es aufgrund der bevorzugten Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energien zu einer kurzfristigen Senkung des Strombörsenpreises kommt.

Mittels multipler linearer Regressionsanalyse wird der Einfluss der geförderten erneuerbaren Energien auf den Strombörsenpreis in Österreich untersucht, wobei das Regressionsmodell um die Parameter Gas-Preis, Last, Import-Export-Saldo, CO₂-Preis, sowie Heiz- und Kühlbedarf ergänzt wird. Die empirische Analyse zeigt, dass bei einem Anstieg des Anteils der eingespeisten geförderten erneuerbaren Energie an der Gesamterzeugung um 1%, der Strombörsenpreis der EXAA um 5,239 EUR/MWh sinkt.

Abstract

The purpose of this thesis is to provide an overview of the development of the renewable energy sector in Austria and to illustrate the possible consequences of the expansion of renewable energy in the electricity market. In this context, special focus is placed on the so-called merit order effect, where the preferential injection of green electricity into the grid causes a temporary reduction of the market price of electricity.

A multiple linear regression analysis is used to assess the impact of subsidized renewable energy on the market price of electricity in Austria. The regression model is supplemented by the parameters gas price, load, import-export balance, CO₂ price and the demand for heating and cooling. The empirical analysis shows that if the subsidised renewable energy as a percentage of total generation increases by 1%, the market price for electricity decreases by 5,239 EUR/MWh.