

*Wirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien  
- Impact of Renewable Energy Sources -*



Untersuchung im Rahmen des Projekts

**„Wirkungen des Ausbaus Erneuerbarer Energien (ImpRES)“,**  
gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie

## **Auswirkungen des Merit-Order-Effektes auf Strompreise für Verbraucher**

**Bearbeiter:**

Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung (ISI), Karlsruhe,  
Martin Pudlik

Karlsruhe, Juli 2015





# Inhaltsverzeichnis

Seite

<b>1</b>	<b>Zusammenfassung .....</b>	<b>1</b>
<b>2</b>	<b>Einleitung und Studieninhalte.....</b>	<b>2</b>
<b>3</b>	<b>Der Merit-Order-Effekt.....</b>	<b>3</b>
<b>4</b>	<b>Fragestellung und Thesen.....</b>	<b>7</b>
<b>5</b>	<b>Methoden- und Datengrundlage zum Vergleich von Börsen- und Verbraucherpreisen .....</b>	<b>8</b>
<b>6</b>	<b>Angebotene Stromtarife für Haushalte .....</b>	<b>12</b>
6.1	Allgemeine Stromtarifentwicklung in Deutschland.....	12
6.2	Geschätzte Entwicklung der Vertriebskosten und Margen.....	16
<b>7</b>	<b>Entwicklung der Industriestrompreise .....</b>	<b>23</b>
<b>8</b>	<b>Ergebnisszusammenfassung .....</b>	<b>25</b>
	<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>26</b>

# Abbildungsverzeichnis

	Seite
Abbildung 1:	Darstellung des Merit-Order-Effektes ..... 4
Abbildung 2:	Übersicht über die Preiseffekte des MOE (Cludius et al. 2014b) ..... 5
Abbildung 3:	Häufige Vermutung einer nicht vollständigen Durchleitung des MOE mit zunehmender Beschaffungsmarktdistanz ..... 7
Abbildung 4:	Mittlere Haushaltstarife 2010-2013 (2013 - 1. Halbjahr) nach PLZ-Gebieten..... 9
Abbildung 5	Boxplot angebotener Haushaltstarife über alle PLZ-Gebiete, Tage nach Grundversorgern sowie sonstigen Wettbewerbern (ohne Ausreißer), in Rot: Tarife der Grundversorger / in Blau: Tarife Wettbewerber) ..... 13
Abbildung 6:	Durchschnittlich angebotener HH-Tarif (inkl. PLZ scharf zugeordneter Abgaben) pro Tag und pro Ländlichkeitsregion (L1-L5) ..... 14
Abbildung 7:	Anzahl der Tarifoptionen je PLZ und Tag ..... 15
Abbildung 8:	Netzentgelte als Teil der angebotenen Stromtarife für Haushalte ..... 17
Abbildung 9:	Resultierende Preiskomponente Beschaffungskosten, Vertrieb und Marge (ohne Ausreißer) ..... 18
Abbildung 10:	Geschätzte Summe aus Vertriebskosten und Margen-Differenz aus resultierender Komponente (Beschaffung, Vertriebskosten, Marge) und dem Spotmarktpreis bei allen Wettbewerbern ..... 19
Abbildung 11:	Differenz aus resultierender Komponente (Beschaffung, Vertriebskosten, Marge) und dem Spotmarktpreis bei Grundversorgern..... 20
Abbildung 12:	Entwicklung der Haushaltspreise exkl. Steuern, Abgaben und Umlagen (Grundversorger/Wettbewerber) ..... 21
Abbildung 13:	Entwicklung PLZ unterschiedlicher Ländlichkeitsgrade ..... 22
Abbildung 14:	Geschätzter Industriestrompreis nach Abgabenabzug (vgl. auch: Eigene Berechnung / „Wettbewerbsfähigkeit und Energiekosten der Industrie im internationalen Vergleich“, 2015)..... 23

---

## 1 Zusammenfassung

Der Merit-Order-Effekt (MOE) beschreibt den preissenkenden Effekt Erneuerbarer Energien auf die Börsenstrompreise. Der MOE entspricht laut Erneuerbaren Monitoringbericht (ISI et al. 2015) einem Wert von 5,8 €/MWh, also 0,58 ct/kWh<sup>1</sup> in 2014.

In dieser Studie wurde schwerpunktmäßig untersucht, inwieweit die preissenkenden Effekte Erneuerbarer Energien auf dem Börsenstrommarkt an die Stromverbraucher weitergegeben werden. Hierzu wurden tägliche Daten über angebotene Haushaltstarife differenziert nach Postleitzahlgebieten in einem Zeitraum von 2010 bis 2013 herangezogen. Die Zeitreihen werden in einem ersten Schritt um unterschiedliche Preiskomponenten wie Mehrwertsteuer, EEG-Umlage sowie regional unterschiedliche Komponenten, wie Konzessionsabgabe und Netzentgelte, bereinigt. In einem zweiten Schritt werden die Börsenstrompreise mit der verbleibenden Summe aus Beschaffungskosten, Vertriebskosten sowie Margen der Energieversorgungsunternehmen (EVU) verglichen.

Im Ergebnis zeigt sich, dass die Summe aus Margen und Vertriebskosten bei den Wettbewerbern, die Endkunden beliefern, weitgehend konstant bleiben. Dies ist ein Hinweis darauf, dass Preissenkungen an der Börse an die Neukunden im Haushaltsbereich weitergegeben werden. Dieser Effekt ist bei Grundversorgungstarifen allerdings weniger deutlich ausgeprägt. Bestandskunden dürften hingegen nur verzögert von Preissenkungen an der Börse profitieren. Verbraucher in ländlichen Regionen scheinen tendenziell in einem leicht geringeren Maße von Preissenkungen zu profitieren.

In einer ähnlichen Untersuchung für Industriekunden konnte gezeigt werden, dass sich insbesondere die Beschaffungspreise für stromintensive Industrien relativ nah an der Preisentwicklung an der Strombörse orientieren. Nach den Ergebnissen dieser Studie gilt dies mit gewissen Einschränkungen auf die angebotenen Tarife für Haushaltskunden

---

<sup>1</sup> 0,89 ct/kWh in 2012.

## 2 Einleitung und Studieninhalte

Die vorliegende Studie beschäftigt sich mit den Verteilungswirkungen des Merit-Order-Effektes. Der Merit-Order-Effekt (MOE) beschreibt dabei den preissenkenden Effekt Erneuerbarer Energien, welcher auf die gehandelten Börsenstrompreise wirkt. Der MOE entspricht, laut ImpRES-Monitoringbericht (ISI et al. 2015) einem Wert von 5,8 €/MWh, also 0,58 ct/kWh<sup>2</sup> in 2014.

Schwerpunktmäßig soll untersucht werden, inwieweit die preissenkenden Effekte auf dem Strommarkt, welche auf den MOE zurückzuführen sind, an die Kunden weitergegeben werden. Hintergrund ist die häufig formulierte Aussage, dass preissenkende Effekte nicht oder nur in geringerem Maße an die Kunden weitergegeben werden. Dies gelte insbesondere für die Haushalte.

Vor dem Hintergrund der unterschiedlichen Berechnungsmethoden in der Literatur in Bezug auf Berechnungsmethode sowie Höhe des MOE (Sensfuß, 2011, 2013; Diekmann, Krewitt, Musiol, Nicolosi, Ragwitz, Sensfuß, et al., 2007; Fürsch, Malischek, & Lindenberger, 2012; Cludius, Forrest, & MacGill, 2014; Cludius, Hermann, Matthes, & Graichen, 2014) wird hier untersucht, wie sich dieser Effekt auf die Verbraucherpreise auswirkt. Es erfolgt in diesem Zusammenhang keine Untersuchung der Wirkungen auf die Erzeuger. Als Zielgruppen werden vornehmlich private Haushalte untersucht. Bei der Untersuchung werden auch die Margen der Energieversorgungsunternehmen (EVU) abgeschätzt. Für die Untersuchung werden umfassend alle angebotenen Tarifoptionen im Zeitraum 2010 bis 2013 je PLZ untersucht und nach Abzug der verschiedenen – auch regionalen Preiskomponenten – mit der Börsenstrompreisentwicklung in Deutschland verglichen<sup>3</sup>.

---

2 0,89 ct/kWh in 2012.

3 An dieser Stelle erfolgt auch der Hinweis auf die von der Agora Energiewende durchgeführte Studie zu einem ähnlichem Thema: Götz, P.; Henkel, J.; Lenck, T. (2013): Zusammenhang von Strombörsenpreisen und Endkundenpreisen Berlin.

### 3 Der Merit-Order-Effekt

- Durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG) erhöht sich die erzeugte Strommenge aus Anlagen mit geringen variablen Kosten.
- Basierend darauf verdrängen diese Anlagen den aus konventionellen Anlagen erzeugten Strom. Der Merit-Order-Effekt senkt auf diese Weise die Strompreise an der Börse.
- Stromerzeugung aus Erneuerbaren wirkt bei unveränderter Angebotskurve wie eine Absenkung der Nachfrage.
- Stromangebot aus EE „drängt“ teureres Angebot am Ende der Merit-Order aus dem Markt und wirkt entsprechend wie eine Verschiebung des Angebotes, welche ceteris paribus eine Preissenkung in Höhe des Merit-Order-Effektes zur Folge hat.

Die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien hat Auswirkungen auf die Strompreise an der Börse. Nach den Regelungen des EEG besteht für Strom aus EEG-Anlagen eine Abnahmeverpflichtung für die Netzbetreiber. Somit wird dieser Strom in jedem Fall priorisiert zur Deckung der Nachfrage eingesetzt. Vereinfachend kann die Stromerzeugung aus Erneuerbaren Energien bei unveränderter Angebotskurve als Absenkung der Stromnachfrage an der Börse abgebildet werden.<sup>4</sup> Vereinfacht wird die Angebotskurve (Merit-Order-Kurve<sup>5</sup>) als Gerade dargestellt. Solange sie eine positive Steigung hat, führt die durch Erneuerbare Energien reduzierte Nachfrage nach konventionellem Strom zu geringeren Preisen. Da der hier skizzierte Effekt die Marktpreise entlang der Merit-Order-Kurve verschiebt, wird er im Folgenden wie in vorangegangenen Analysen als Merit-Order-Effekt bezeichnet (Sensfuß, 2011, 2013). Es handelt sich um einen Preis- und Verteilungseffekt, der die Einnahmen der Erzeuger reduziert und die Kosten für Stromlieferanten bzw. –verbraucher senkt. Die tatsächliche Verteilung des Effektes hängt u. a. zentral von der Wettbewerbssituation auf den Endkundenmärkten für Strom ab.

---

4 Der Ausbau Erneuerbarer Energien bewirkt auch unabhängig von der spezifischen Förderung durch das EEG einen Preiseffekt auf dem Großhandelsmarkt für Strom. Aufgrund geringer Grenzkosten kommen z. B. Windkraftanlagen prioritär zum Einsatz. Dieser Effekt kann auch als Verschiebung der Angebotskurve skizziert werden. Dies gilt insbesondere ab dem Jahr 2010 durch die neue EEG-Wälzung, in der keine Bandlieferung an die Vertriebe mehr erfolgt. Bis zum Jahr 2009 dürfte jedoch die Strommenge über die Bandlieferung noch größer gewesen sein als die über den Spotmarkt gehandelten Ausgleichsmengen. Deshalb wird für das Jahr 2009 noch die Darstellung als Verschiebung der Nachfrage gewählt.

5 Merit-Order ist die Einsatzreihenfolge von Kraftwerken nach deren (kurzfristigen) Grenzkosten.

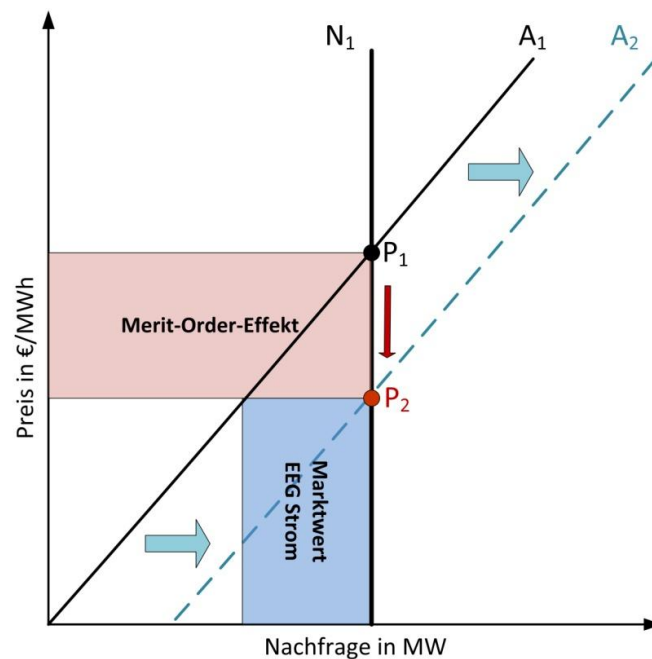


Abbildung 1: Darstellung des Merit-Order-Effektes

Da Stromnachfrage und Stromangebot auf stündlicher Basis variieren, ist eine Abschätzung des Wertes des Merit-Order-Effektes deutlich komplexer als die Abschätzung des eigentlichen Marktwertes, da zusätzlich ein Alternativszenario angenommen werden muss. Die Herausforderung bei der Bestimmung des Merit-Order-Effektes ist, dass Marktpreise von einer Vielzahl von Faktoren beeinflusst werden. Zu diesen Faktoren gehören u. a. Kraftwerksausfälle, Stromnachfrage, Brennstoffpreise, grenzübergreifender Stromhandel und die Preise für CO<sub>2</sub>-Zertifikate. Die Konsequenz ist, dass es mit einem statistischen Ansatz nur sehr schwer möglich ist, die Auswirkungen der Einspeisung aus Erneuerbaren Energien von den anderen genannten Einflussfaktoren zu isolieren. Die Bestimmung des Merit-Order-Effektes setzt voraus, dass die Marktpreise für den Fall eines Stromsystems ohne Erneuerbare Energien dargestellt werden können.

Der Merit-Order-Effekt wurde in der Literatur ausführlich und kritisch diskutiert. Sowohl im Hinblick auf seine generelle Wirkungsanalysefähigkeit als auch auf die absolut errechneten Beträge. Während Ralf Wissen und Marco Nicolosi grundsätzlich die Voraussetzung zur Wirkungsanalyse kritisieren und dies schwerpunktmäßig mit dem statischen Kraftwerkspark begründen (Wissen und Nicolosi 2008), diskutieren Diekmann et al. (2007) die generellen Auswirkungen auf den Kraftwerkspark. Michaela Fürsch et al. (2012) zweifeln generell den volkswirtschaftlichen Nutzen an. Ebenso Hirth und Ueckerdt (2013), deren Ansicht nach der MOE nur ein kurzfristiges Phänomen ist. Anpassungen der MOE-Berechnungsmethoden, u. a. bei (Sensfuß 2013; Cludius et al. 2014b), führen weiterhin zu unterschiedlichen absoluten Ergebnissen, unterstreichen jedoch die Verteilungswirkungen. Dabei werden jedoch volkswirtschaftliche Vertei-



lungseffekte unabhängig von den reinen Preiseffekten erneut kritisch diskutiert. Einen Überblick die Ergebnisse unterschiedlicher Studien zur Höhe des Merit-Order-Effektes zeigt Abbildung 2.

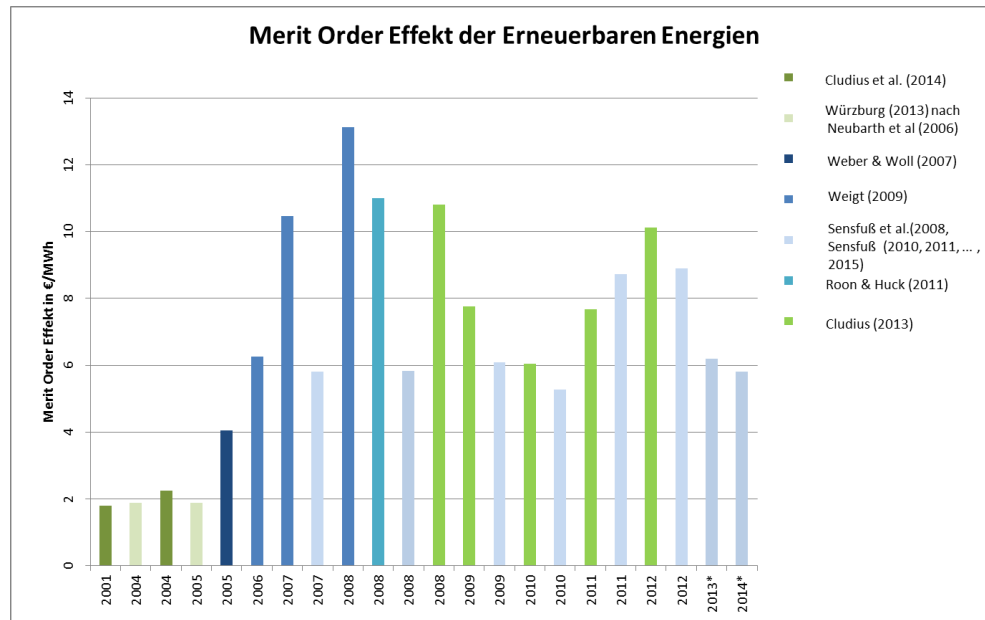


Abbildung 2: Übersicht über die Preiseffekte des MOE (Cludius et al. 2014b)

Anmerkung: \* Aufgrund der steigenden Stromexporte wirken sich diese Preiseffekte auch auf den europäischen Strommarkt aus. Dieser Effekt dämpft die Wirkungen der EE in Deutschland.

Die bisher veröffentlichten Studien weisen dennoch weiterhin keinen Konsens über die Berechnungsmethodik, wohl aber Konsens über das Vorliegen des MOE als solches auf. Während auf der einen Seite Untersuchungen auf einen positiven Gesamteffekt hinweisen (Gil, Gomez-Quiles, & Riquelme, 2012; MacCormack, Hollis, Zareipour, & Rosehart, 2010), kommen andere Studien zum Schluss, dass die Umlage für Erneuerbaren Energien den Preissenkungseffekt des MOE überwiegen (Cludius et al., 2014). Daneben stellen andere Untersuchungen fest, dass der MOE ebenfalls abhängig von der jeweiligen Marktstruktur ist (MacCormack et al., 2010).

In Bezug auf die Weitergabe des MOE an die Konsumenten wurden bisher wenige Arbeiten durchgeführt. Hinweise auf eine Weitergabe von Preisbewegungen sind bei Hirth & Ueckerdt (2013) sowie Götz, Henkel, & Lenck (2013) zu finden. Letztere geben bei der Untersuchung von 10 Regionen erste Hinweise auf eine konkrete Weitergabe von Preiseffekten an die Verbraucher.

Zusammenfassend kann festgehalten werden, dass in der Literatur kein Konsens über die Höhe oder die Berechnungsmethode des MOE, sehr wohl jedoch über seine Wirkung besteht. Unabhängig von der genauen Höhe des MO-Effektes soll in dieser Stu-

die darüber hinaus analysiert werden, wie sich solche Effekte auf die Verbraucherpreise für Strom auswirken.

Dazu wird generell untersucht, inwieweit die Preise für Verbraucher vom Großhandelspreis abhängen.

## 4 Fragestellung und Thesen

Die zentralen Fragestellungen innerhalb dieser Studie lauten:

- Inwieweit wird der Umfang des MOE bei den Endverbraucherpreisen (Haushalte/Industrie) in Form von sinkenden Strompreisen sichtbar? Wie bei der Industrie? Gibt es einen Unterschied zwischen ländlichen und urbanen Räumen?
- Falls der MOE nicht in vollem Umfang weitergegeben wird, inwieweit profitieren unterschiedliche Marktakteure?

Bezug nehmend auf die Literaturrecherche sowie die weiter oben formulierten Fragestellungen können folgende Thesen aufgestellt werden:

- Der Merit-Order Effekt (MOE) wird innerhalb des Marktes mit zunehmendem Beschaffungsmarktabstand zu geringeren Teilen weitergegeben.
- Industrie und Gewerbe befinden sich näher am Beschaffungsmarkt und können von einem höheren Anteil des durchgeleiteten MOE profitieren.

### Exkurs: Häufig formulierter Verdacht

Häufig wird die Vermutung abgeleitet, dass sinkende Preiseffekte nicht an die Verbraucher in Form sinkender Tarife weitergegeben werden. Demnach nimmt sogar der Effekt der Weitergabe des Merit-Order-Effektes mit wachsender Beschaffungsmarktentfernung ab, womit vor allem Haushalte schlechter gestellt würden, während Industrieunternehmen, die teilweise direkt als Käufer auf dem Strommarkt auftreten, in größerem Maße von dem durchgeleiteten MOE profitieren. Abbildung 3 zeigt schematisch dieses Wirkungsgefüge.

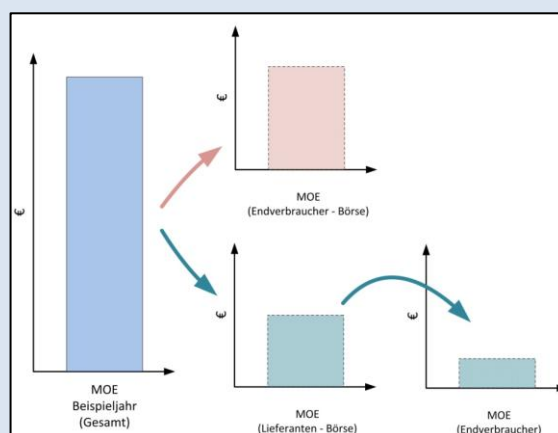


Abbildung 3: Häufige Vermutung einer nicht vollständigen Durchleitung des MOE mit zunehmender Beschaffungsmarktdistanz

## 5 Methoden- und Datengrundlage zum Vergleich von Börsen- und Verbraucherpreisen

- Für die Untersuchung werden 6,7 Mio. Datenpunkte über Zeitreihen von Stromtarifen in allen Postleitzahlengebieten herangezogen und mit Börsenstromdaten verglichen.
- Allgemeine und regionale Preiskomponenten sowie vereinfacht geschätzte Beschaffungspreise werden von den angebotenen Haushaltstarifen abgezogen, um die Margen und Vertriebskosten der EVU zu ermitteln.
- Erhöht sich die Marge bei fallenden Börsenstrompreisen und konstant angenommenen Vertriebskosten, so wäre dies ein Hinweis auf eine Nichtweitergabe von sinkenden Börsenstrompreisen bzw. auch des Merit-Order-Effektes.
- Die Betrachtung wird auch für Regionen mit geringerem Wettbewerbsdruck, wie z. B. ländlichen Räumen oder Regionen mit geringen Tarifwahloptionen durchgeführt.

Im folgenden Kapitel wird die Methodik erläutert, welche für die Beantwortung der Fragestellung herangezogen wurde. Zuerst wird die grundsätzliche Börsenpreisentwicklung zwischen 2010 und 2013 unter Betrachtung des Spotmarktes und der Future analysiert.

Darüber hinaus werden die angebotenen Haushaltstarife abzüglich der relevanten Strompreiskomponenten je Postleitzahlengebiet herangezogen, um die Margen zuzüglich der Vertriebskosten der Energieversorgungsunternehmen (EVU) abzuleiten. Es wird überprüft, ob Preisbewegungen – seien es Absenkungen oder Erhöhungen – an die Haushalte weitergegeben werden. Ist dies der Fall, so kann angenommen werden, dass ebenfalls der Merit-Order-Effekt an die Haushalte weitergegeben wird.

Um die Weitergabe von Preiseffekten zu untersuchen, wurden die angebotenen Haushaltstarife in allen Postleitzahlengebieten herangezogen. Insgesamt werden 8207 Postleitzahlengebiete verglichen. Für diese Postleitzahlengebiete wurden jeweils die pro Tag von EVU angebotenen Tarife analysiert und jeweils der mittlere, minimale sowie höchste Preis berechnet. Zusätzlich wurden die angebotenen Tarife der Grundversorger betrachtet. Der Richtwert für den Verbrauch wurde mit 3000 kWh/Jahr und Haushalt festgelegt, um die Grundpreise der Stromtarife korrekt auf die kWh umzurechnen. Die Daten wurden von der ENET<sup>6</sup> bezogen.

Insgesamt ergibt sich so über den betrachteten Zeitraum vom 15.01.2010 bis zum 20.06.2013 eine Fallzahl von 6,7 Millionen.

---

<sup>6</sup> [www.enet.eu](http://www.enet.eu)

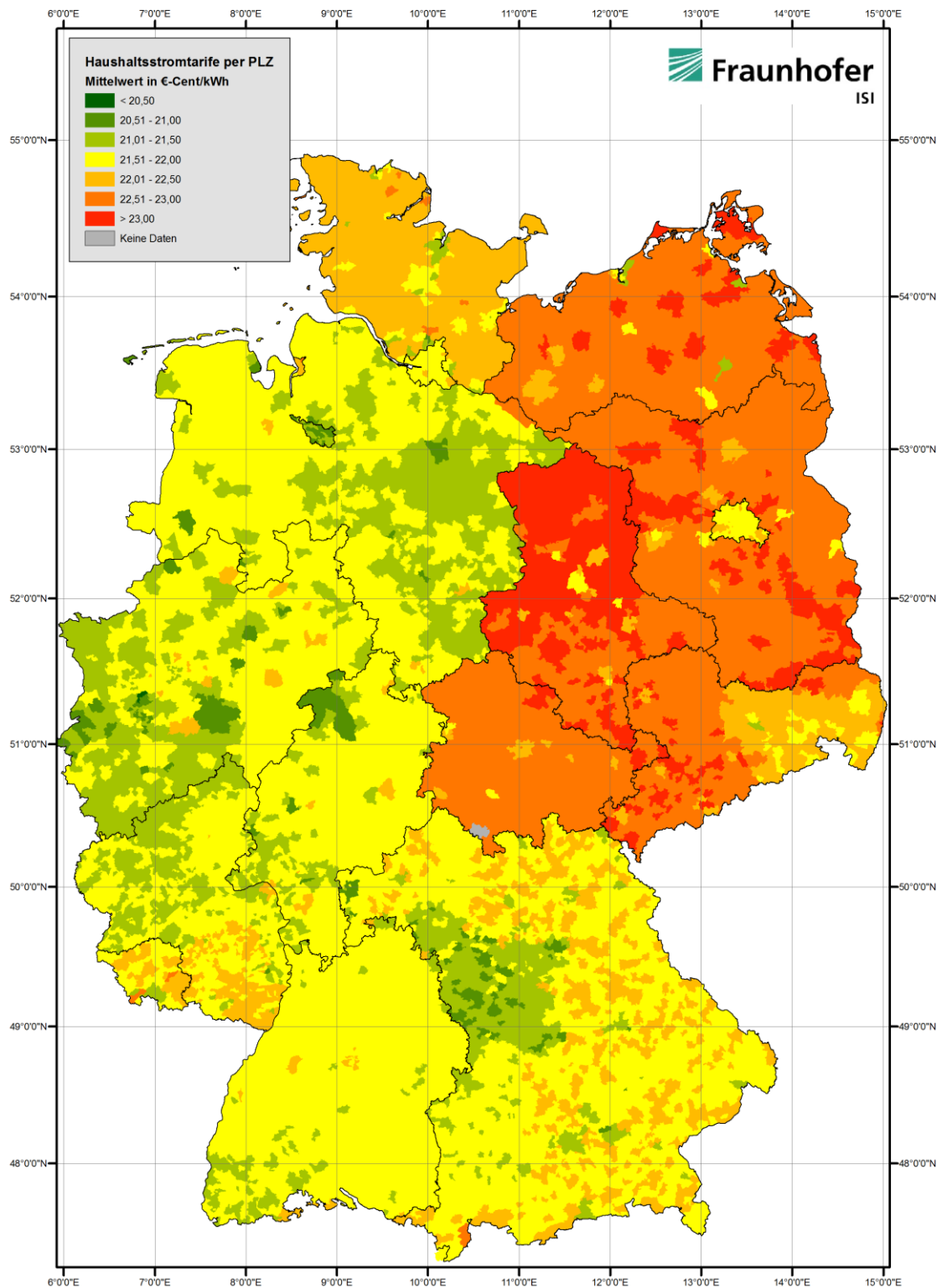


Abbildung 4: Mittlere Haushaltstarife 2010-2013 (2013 - 1. Halbjahr) nach PLZ-Gebieten

Dieser grundgesamtheitliche Ansatz hat den Vorteil, dass alle Postleitzahlengebiete betrachtet werden und die Analyse in einer hohen Auflösung erfolgen kann.

Alle Postleitzahlengebiete wurden zusätzlich in fünf Gruppen stark ländlicher bis stark urbaner Räume aufgeteilt, um mögliche Disparitäten bei der Weitergabe von Preisefekten aufzudecken.

Ebenfalls wurde die Zahl der an den jeweiligen Tagen angebotenen Tarifooptionen in den jeweiligen Postleitzahlgebieten herangezogen, um den Wettbewerbsdruck abzuschätzen.

Von den Haushaltstarifen wurden anschließend folgende Preiskomponenten abgezogen

- Stromsteuer
- KWK-Umlage
- § 9-Umlage (ab 2012)
- Offshore-Umlage (ab 2013)
- Mehrwertsteuer
- Konzessionsabgaben (Entgelte, die für die Verlegung und den Betrieb von Leitungen an die Städte und Gemeinden entrichtet werden müssen)
- Netzentgelte (Entgelte, die an Netzbetreiber für die Netznutzung zu entrichten sind)
- Beschaffungspreis (mengengewichtete Strompreise)

Insbesondere wurden die regionalen Preiskomponenten Netzentgelte und Konzessionsabgaben postleitzahlgenau von den angebotenen Tarifen abgezogen. Die Beschaffungspreise basieren auf den mengengewichteten Börsenpreisen, wobei Spotmarktpreise sowie ein- bis zweijährige Future betrachtet wurden.

Die so erhaltene Differenz entspricht somit der Marge zuzüglich der Vertriebskosten der Energieversorger. Da die Erhebung der genauen Vertriebskosten sich, vor allem bei der angenommenen regionalen Auflösung, als schwierig erweist und diese auch nicht im Fokus der Untersuchung stehen, wird im Folgenden angenommen, dass die Vertriebskosten proportional zur Inflation steigen und über die angebotene kWh für die Haushalte konstant bleiben (siehe auch Götz et al. 2013).

Eine Zeitreihenanalyse erlaubt anschließend die Überprüfung, ob sich diese Differenz im Laufe der Zeit verändert. Sinkt während der betrachteten Periode der Börsenpreis, sollte das Residuum konstant bleiben oder sinken. Andernfalls kann angenommen werden, dass der sinkende Börsenpreis nicht weitergegeben wird. Ferner können Aussagen über regionale Unterschiede gemacht werden.

Ein ähnliches Vorgehen wurde bereits 2013 in einer Studie im Auftrag der Agora Energiewende von Energy Brainpool durchgeführt. Es wurden 6 Regionen verglichen mit einer zusätzlichen Betrachtung von unterschiedlichen Beschaffungsstrategien:

*Götz, P.; Henkel, J.; Lenck, T. (2013): Zusammenhang von Strombörsenpreisen und Endkundenpreisen. Berlin.*

Für die Untersuchung wurden zusätzlich Daten über die Börsenstrompreisentwicklung der European Energy Exchange herangezogen. Diese umfassen sowohl die als Spotpreise bezeichneten Day-Ahead-Preisreihen als auch Zeitreihen über die Terminkontrakte. Diese Zeitreihen werden als Referenz herangezogen. Datenzeitreihen über den außerbörslichen Handel wurden aufgrund der problematischen Datenverfügbarkeit nicht betrachtet. Jedoch orientiert sich der außerbörsliche Handel an börslichen Transaktionen, da ansonsten Arbitragemöglichkeiten bestünden.

## 6 Angebotene Stromtarife für Haushalte

- Die Haushaltstarife zwischen 2010 und 2013 sind aufgrund steigender Umlagen deutlich gestiegen.
- Mit 200 bis über 300 Tarifoptionen pro PLZ-Gebiet herrscht insgesamt ein starker Wettbewerb.
- Es existiert ein geringer Unterschied in den Stromtarifen zwischen Regionen unterschiedlicher Ländlichkeitsklassen. Mit über 200 Tarifoptionen pro PLZ herrscht in den ländlichen Räumen auch ein starker Wettbewerb.
- Die Preisentwicklungen an der Börse werden relativ zeitnah in die angebotenen Stromtarife für Haushalte implementiert. Die Margen bleiben bei angenommen gleich bleibenden Vertriebskosten, außer bei den Grundversorgern, relativ konstant<sup>7</sup>.
- Steigende Abgaben führen im Durchschnitt zu einem unterproportionalen Anstieg der Haushaltstarife. Mögliche Ursachen hierfür sind der hohe Wettbewerbsdruck sowie Risikostreuung durch unterschiedliche Beschaffungsstrategien (s. Abbildung 12).

Im Folgenden werden die Ergebnisse der Analyse der angebotenen Haushaltstarife im Betrachtungszeitraum erläutert.

### 6.1 Allgemeine Stromtarifentwicklung in Deutschland

Abbildung 7 zeigt einen Boxplot der angebotenen Haushaltstarife über alle Jahre. Dabei wurden alle Tarife, welche in jeder PLZ täglich angeboten wurden, ausgewertet. Die Auswertung der 6,7 Millionen Datensätze erlaubt so eine sehr genaue Analyse.

Generell sind die Haushaltstarife zwischen 2010 und 2013 zunächst im Schnitt gestiegen. Während der Median<sup>8</sup> über alle Wettbewerber 2010 noch knapp über 20 ct/kWh betrug, ist er bis 2013 auf einen Wert knapp über 24 ct/kWh gestiegen. Gleichzeitig ist die Streuung der angebotenen Tarife über die PLZ jedoch relativ konstant geblieben, wie die absolute Distanz zwischen den Whiskern (äußere Begrenzungen) zeigt: 95 % der angebotenen Tarife befinden sich in einer Spanne von annähernd 2 cent/kWh.

---

<sup>7</sup> Hier wurde ein vereinfachter Ansatz gewählt und nur Spotmarktpreise herangezogen. Aufgrund der umfangreichen Daten konnten unterschiedliche Beschaffungsstrategien nicht mit betrachtet werden.

<sup>8</sup> Mittlerer Wert einer aufsteigend/absteigend sortierten Zahlenreihe.



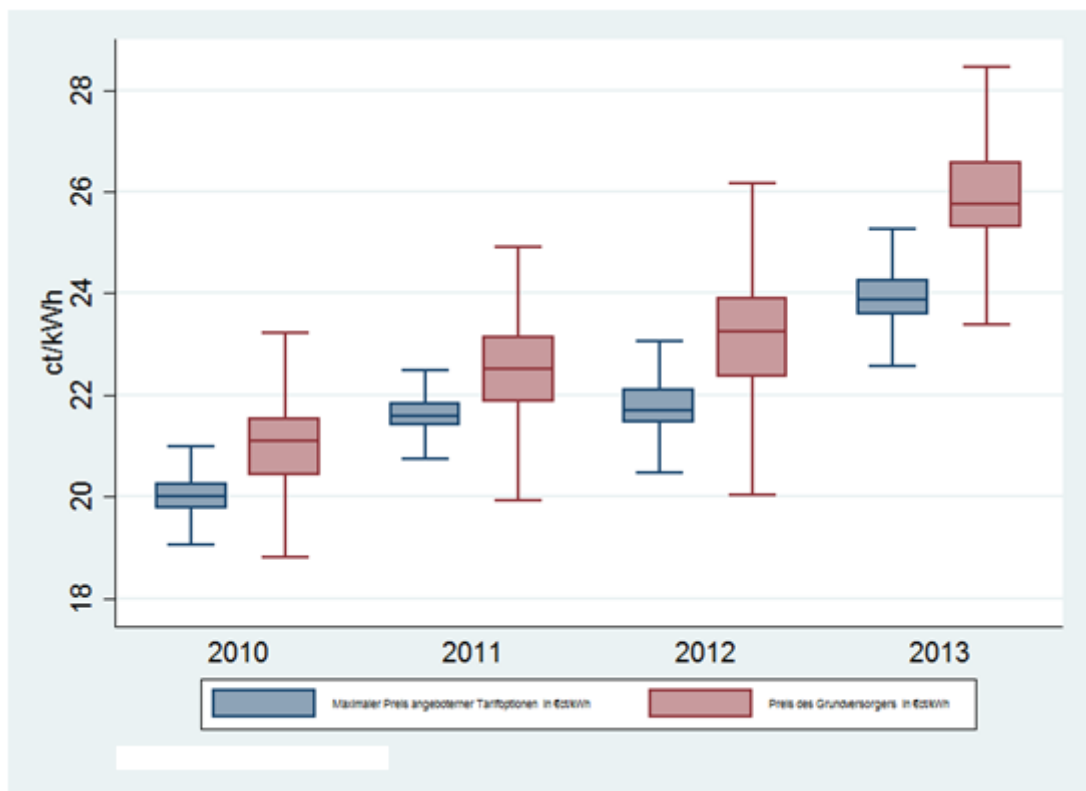
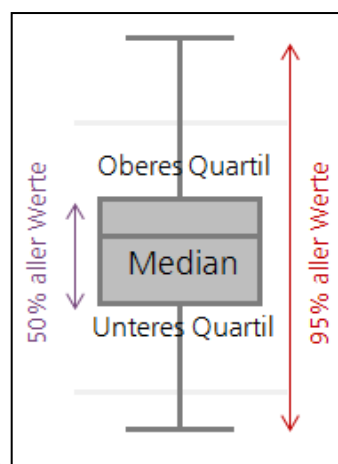


Abbildung 5 Boxplot<sup>9</sup> angebotener Haushaltstarife über alle PLZ-Gebiete, Tage nach Grundversorgern sowie sonstigen Wettbewerbern (ohne Ausreißer), in Rot: Tarife der Grundversorger / in Blau: Tarife Wettbewerber)

Die Situation ändert sich jedoch, wenn die Tarife der Grundversorger betrachtet werden. Zunächst fällt auf, dass der Median über alle PLZ, Tage und Jahre wesentlich größer ist. 2010 beträgt er noch etwa 1 ct/kWh, 2013 beträgt die Differenz bereits knapp 2 ct/kWh. Die Differenz zwischen dem Median der von GV und von Wettbewerbern (höchster Tarif/Preis) angebotenen Tarifen beträgt in 2010 noch 1 ct/kWh und in 2013 dann 2 ct/kWh. Dies zeigt, dass die von GV in einzelnen PLZ angebotenen Tarife



9 Erläuterung Boxplot:

höher sind als die teuersten Tarife der Wettbewerber. Weiterhin ist die Spanne bei den angebotenen Tarifen deutlich höher und erreicht 2012 mit über 6 ct/kWh ihren höchsten Wert. Eine mögliche Erklärung ist, dass die Kostenstruktur der Grundversorger keine geringeren Preise zulässt bzw. höhere Margen aufgrund von Marktstrukturen realisieren können. Dennoch gibt es Grundversorger, die günstiger sind als die teuersten Wettbewerber (s. Unteres Quartil). Darüber hinaus können Grundversorger aufgrund spezieller Anforderungen, wie der Pflicht zur Versorgung, höhere Kosten entstehen. Um letzteren Punkt mit zu betrachten, wurde im Verlauf der Analyse die Zahl der täglich möglichen Tarifoptionen je PLZ ausgewertet. Hierzu sind PLZ-Gebiete mit vermeintlich geringerem Konkurrenzdruck und somit erhöhter Marktmacht identifiziert worden. Darüber hinaus wurden Klassifikationen des Bundesinstitutes für Bau-, Stadt- und Raumordnung (BBSR) herangezogen, um fünf Ländlichkeitsklassen zu ermitteln. Ziel ist es festzustellen, ob besonders ländliche Gebiete von höheren Tarifen betroffen sind.

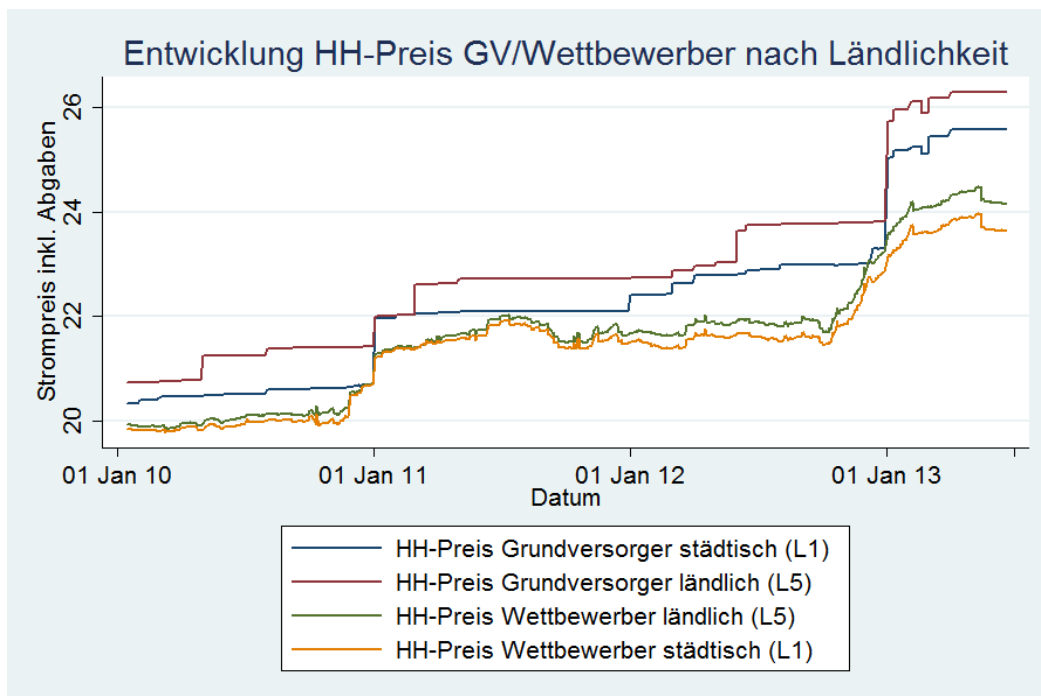


Abbildung 6: Durchschnittlich angebotener HH-Tarif (inkl. PLZ scharf zugeordneter Abgaben) pro Tag und pro Ländlichkeitsregion (L1-L5)

Abbildung 6 illustriert die Entwicklung der angebotenen Tarife in den ländlichen Räumen. Dargestellt sind entsprechend der Definition 20 % der PLZ mit dem niedrigsten (L1) und die 20 % mit der höchsten (L5) Ländlichkeitsklasse. Es ist erkennbar, dass der Durchschnitt der angebotenen Tarife sich zwischen diesen beiden Klassen den Wettbewerbern als auch den Grundversorgern unterscheidet, aber auch, dass die Spanne zwischen 2011 und 2013 zunimmt. Der Unterschied ist bei dem Preis über alle Wettbewerber jedoch absolut gering und erreicht 2013 etwa 0,3 ct/kWh pro PLZ, Tag

und Jahr. Bei den Grundversorgern ist der Unterschied mit etwa 0,5 ct/kWh größer. Die Diskrepanz sollte zukünftig beobachtet werden, um kritische Zustände zwischen den Regionen unterschiedlicher Ländlichkeit zu identifizieren.

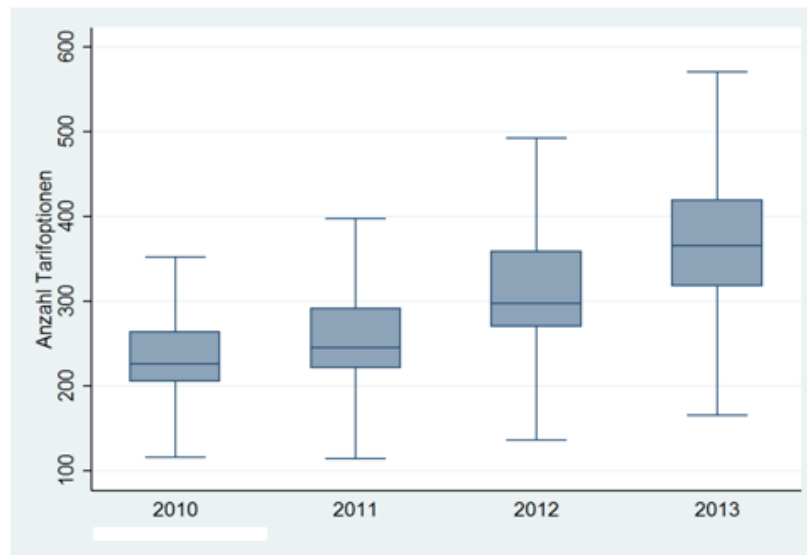


Abbildung 7: Anzahl der Tarifoptionen je PLZ und Tag

Einen Hinweis auf die Marktstrukturen und deren Entwicklung bietet Abbildung 7. Während 2010 der Median der Produktvariationen je PLZ bei 239 lag, steigt der Wert bis 2013 kontinuierlich über 265 (2011), 326 (2012) und 361 (2013). Ein Zeichen für einen sich durchschnittlich erhöhenden Wettbewerbsdruck. Gleichzeitig nimmt jedoch auch die Streuung über die Zeit absolut und relativ um etwa +/- 10 % zu.

Diese positiv zu bewertende Entwicklung zahlreicher Tarifwahloptionen trifft auch für die 20 % der ländlichsten<sup>10</sup> Gebiete zu. Hier ist die Anzahl der per PLZ wählbaren Produktvariationen 235, 255, 309 sowie 342. Die Wahlmöglichkeiten sind somit eingeschränkter, jedoch mit absolut immer noch hoher Anzahl an wählbaren Tarifoptionen.

Wird die regionale Verteilung der absoluten angebotenen Stromtarife über die Betrachtungsjahre und die einzelnen PLZ ausgewertet, so zeigt sich zunächst ein durchschnittlicher Tarif von 22 ct/kWh. Tendenziell ist der Stromtarif in den östlichen Ländern höher. Dies liegt nicht zuletzt an den höheren Netzentgelten, welche in den neuen Ländern zu entrichten sind.

Bei genauer Betrachtung (Abbildung 4) kann jedoch festgestellt werden, dass die Unterschiede bezogen auf die Postleitzahlen dennoch relativ gering sind. Zwei Drittel aller durchschnittlichen Tarife liegt dabei in einer Spanne von 1,14 ct/kWh um den Durch-

<sup>10</sup> Im Kontext der Studie wird die Ländlichkeit als Anteil der Bevölkerung in Regionen mit einer Dichte weniger 150 Einwohner pro km<sup>2</sup> angenommen.

schnittswert von 22 ct/kWh und somit +/- 2,6 %. Die gesamte Spanne ist mit knapp 3 ct/kWh ebenfalls gering. Die so resultierende Preisschwankung bei den Tarifen kann bezogen auf ein in ganz Deutschland gehandeltes Gut als relativ gering angesehen werden.

## 6.2 Geschätzte Entwicklung der Vertriebskosten und Margen

Die angebotenen Haushaltstarife sowie deren Verteilung bieten zunächst keinen Hinweis auf die Fragestellung, ob und in welcher Höhe Preisbewegungen an der Börse an die Haushalte weitergegeben werden. Um dieses abzuschätzen müssen **erstens** die verschiedenen Preiskomponenten, welche in Absatz 5. beschrieben wurden, abgezogen werden, um **zweitens die Summe aus** Beschaffungskosten, Margen und Vertriebskosten der Anbieter abzuschätzen. In einem **dritten** Schritt wird angenommen, dass sich die Beschaffungskosten über die Strompreise am Day-Ahead-Markt abschätzen lassen (evtl. begründen). Durch Abzug der Spotpreise erhält man eine Schätzung/Residuum für die Summe aus Marge und Vertrieb. Beobachtet man nun in einem **vierten Schritt** die Entwicklung von Marge und Vertrieb über die Zeit; so lässt sich abschätzen, ob Börsenpreisbewegungen an Endkunden weitergegeben werden oder bspw. sinkende Börsenpreise die Marge und somit nur den Gewinn der Produzenten/Lieferanten erhöhen.

Besonderes Augenmerk liegt dabei auf den regionalen und somit PLZ-abhängigen Preiskomponenten, den Netzentgelten und Konzessionsabgaben.

Die regionalen Komponenten spielen bei der Berechnung eine große Rolle, da ihre räumliche Streuung sehr groß ist. Abbildung 8 zeigt beispielhaft die Verteilung der Netzentgelte über die einzelnen PLZ<sup>11</sup>. Insbesondere ist die steigende absolute Streuung ab 2011 zu erkennen. 2011 waren noch 95 % der Werte in einem Intervall von 3,4 und 6 ct/kWh, 2013 betrug diese Intervalle 3,1 und 8,2 ct/kWh.

---

<sup>11</sup> Die PLZ sind bestimmten Netzregionen zugeordnet. Die Netzentgelte der Netzregionen wurden entsprechend den PLZ zugeordnet.

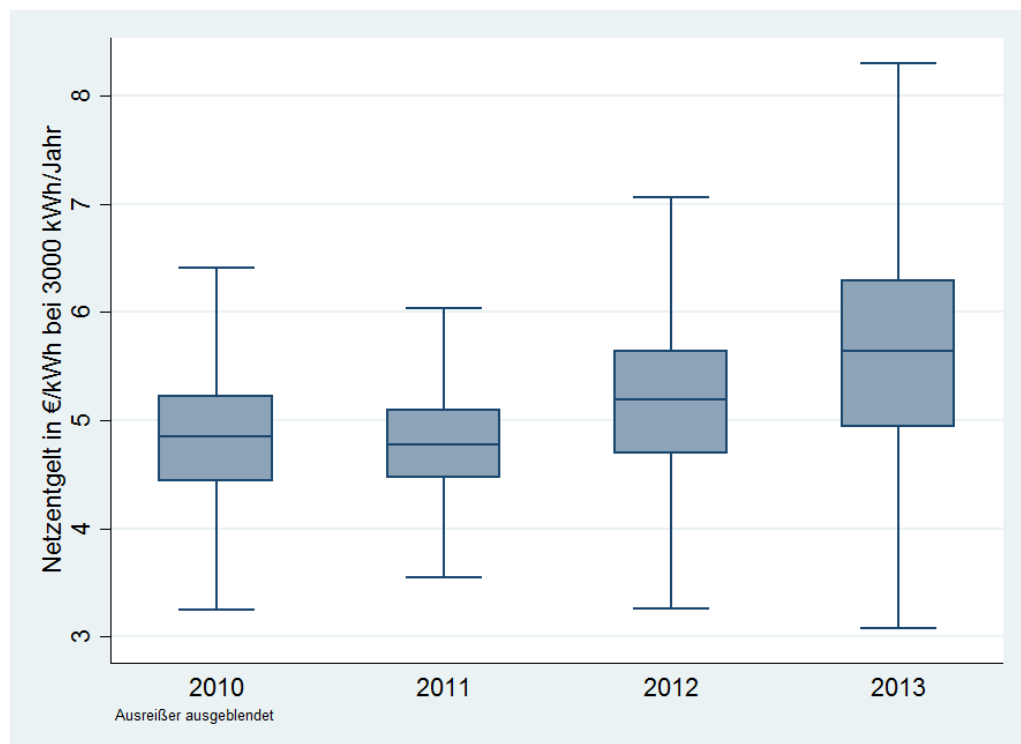


Abbildung 8: Netzentgelte als Teil der angebotenen Stromtarife für Haushalte

Die resultierenden, PLZ-spezifischen Ergebnisse werden anschließend mit den Börsenstrompreisen in Bezug gesetzt. Bleibt die Differenz aus diesen beiden Komponenten konstant oder ist, bedingt durch Inflation, leicht ansteigend, so kann eine Weitergabe von Preisentwicklungen angenommen werden. Steigt die Differenz mit der Zeit vor allem in Zeiten sinkender Börsenpreise, so kann angenommen werden, dass Preisabsenkungen einbehalten werden. Da die Vertriebskosten nicht eindeutig aufgrund der Datengrundlage heraus gerechnet werden können, wird angenommen, dass diese real konstant bleiben.

Abbildung 9 zeigt zunächst die resultierende Komponente mit der geschätzten Summe der Preiskomponenten Beschaffungskosten, Vertrieb und Marge. In Blau sind die Werte über alle Wettbewerber ausgegeben, in Rot diejenigen der Grundversorger.

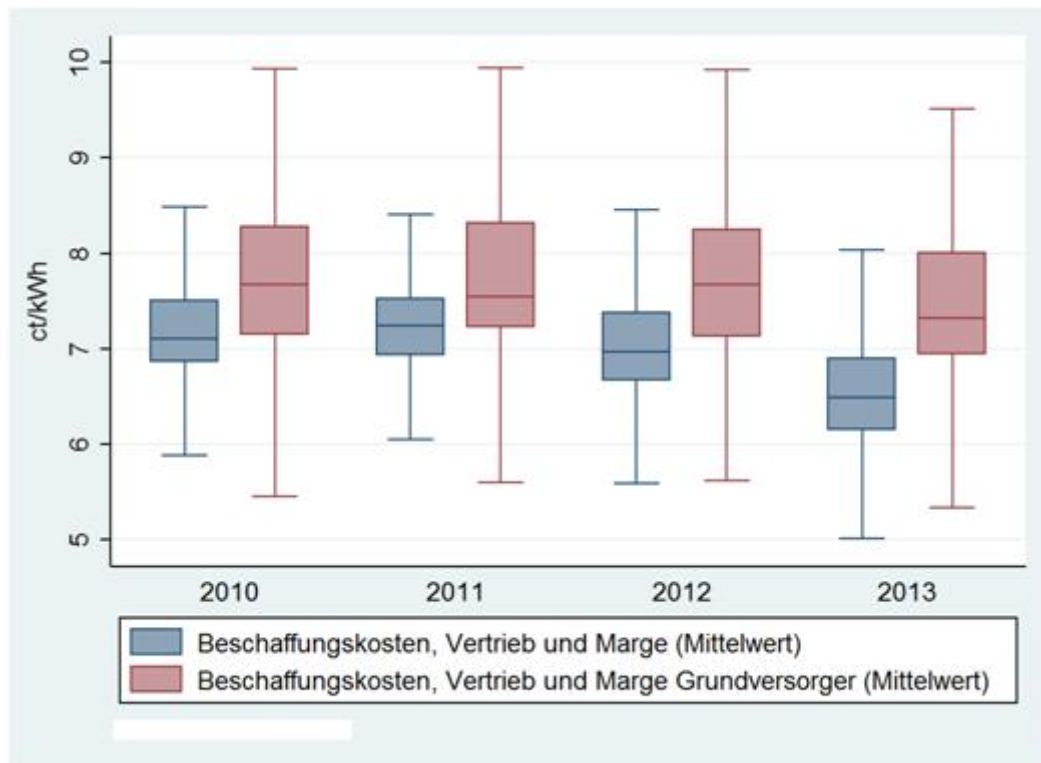


Abbildung 9: Resultierende Preiskomponente Beschaffungskosten, Vertrieb und Marge (ohne Ausreißer)

Der Median der resultierenden Komponente sinkt von 7,13 auf 6,47 ct/kWh im Betrachtungszeitraum. Ein erster Hinweis darauf, dass bei angenommenen konstanten Vertriebskosten, die Margen bzw. die Beschaffungskosten sinken.

Ein anders Bild ergibt sich bei der Betrachtung der resultierenden Komponente bei den Grundversorgern. Hier sinkt der Median nur leicht von 7,7 auf 7,4 ct/kWh. Allerdings ist die absolute Spanne wesentlich größer als bei den Mitbewerbern. 2013 befinden sich 95 % der Werte in einem Bereich zwischen 9,5 und 5,3 ct/kWh. Eine mögliche Schlussfolgerung ist, dass bei alleiniger Betrachtung dieses Ergebnisses ceteris paribus die Margen höher liegen müssten als bei den Wettbewerbern, da für beide Arbeitergruppen die gleichen Börsenpreise gelten.

Bei alleiniger Auswertung des obigen Ergebnisses kann noch nicht klar herausgestellt werden, dass sinkende Preise an der Börse und somit auch der MOE an die Haushalte in Form der angebotenen Tarife weitergegeben werden. Zu diesem Zweck wird in einem ersten Ansatz der Day-Ahead-Preis von der obigen resultierenden Komponente tagesscharf abgezogen.

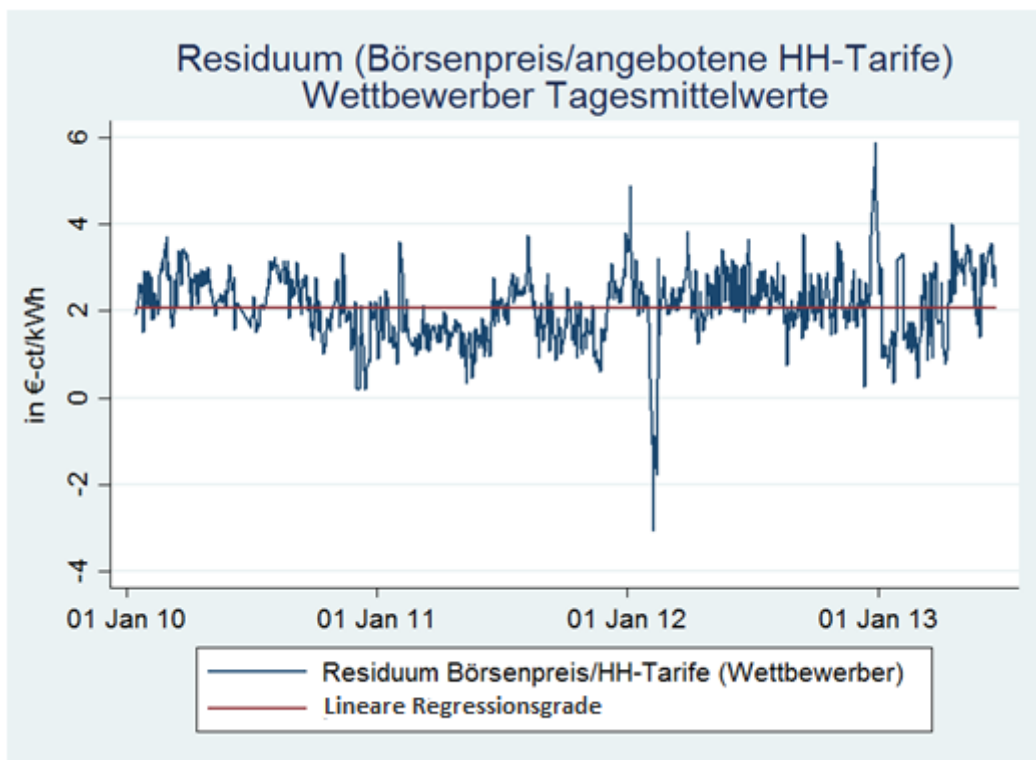


Abbildung 10: Geschätzte Summe aus Vertriebskosten und Margen-Differenz aus resultierender Komponente (Beschaffung, Vertriebskosten, Marge) und dem Spotmarktpreis bei allen Wettbewerbern

Abbildung 10 zeigt die resultierende Zeitreihe, bestehend aus Marge und Vertriebskosten für alle Wettbewerber. Zusätzlich wurde eine einfache Regressionsgerade eingeblendet. An dem flachen Verlauf letzterer ist zu erkennen, dass die Komponente Marge und Vertriebskosten im betrachteten tagesscharfen Zeitraum über alle PLZ konstant geblieben ist. Zusätzlich muss erwähnt werden, dass mit nicht inflationsbereinigten Werten insbesondere im Hinblick auf die Vertriebskosten gerechnet wurde.

Abbildung 11 veranschaulicht die Ergebnisse bei den Grundversorgern. Es wird deutlich, dass die Komponente, bestehend aus Marge und Vertriebskosten, im Laufe der Zeit ansteigt. Der Anstieg von 2,3 bis auf knapp 3 ct/kWh ist signifikant und verdeutlicht, dass Grundversorger relativ zu anderen Wettbewerbern unelastischer auf sinkende Börsenpreise reagieren.

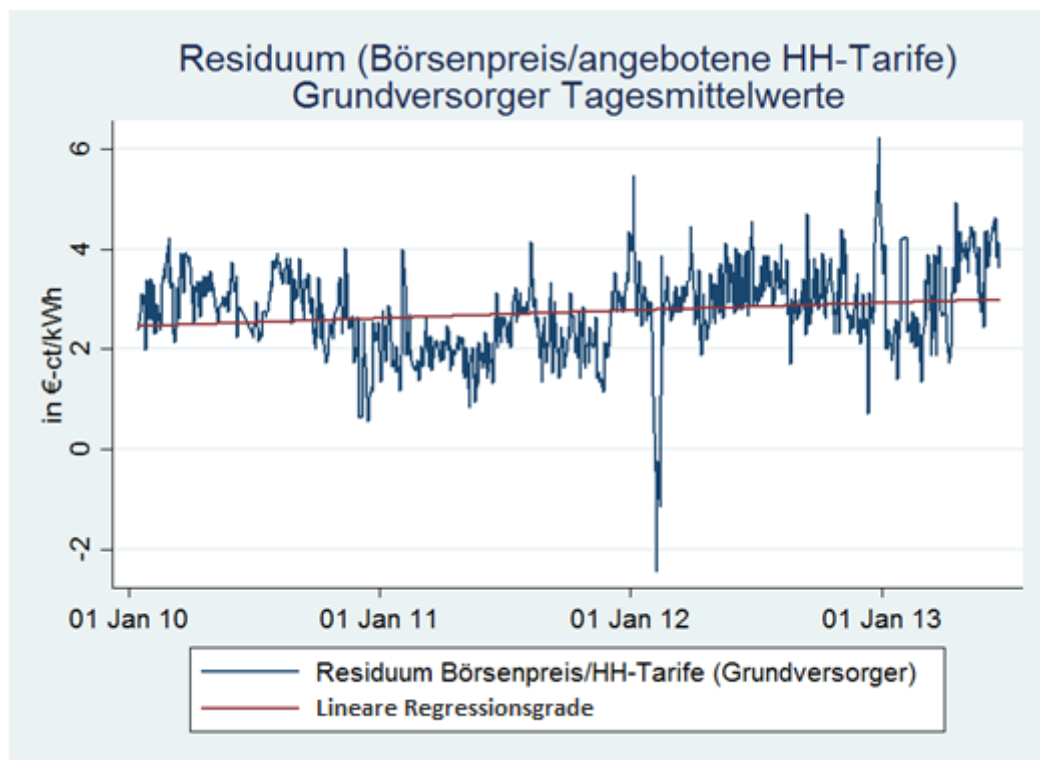


Abbildung 11: Differenz aus resultierender Komponente (Beschaffung, Vertriebskosten, Marge) und dem Spotmarktpreis bei Grundversorgern

Als Ergebnis kann festgehalten werden, dass Preisbewegungen an der Börse relativ zeitnah in die angebotenen tages- und PLZ-scharfen Tarife aller Wettbewerber außer den Grundversorgern eingearbeitet werden. Inflationsbereinigt kann sogar davon ausgegangen werden, dass bei real konstanten Vertriebskosten die Marge tendenziell abnimmt.



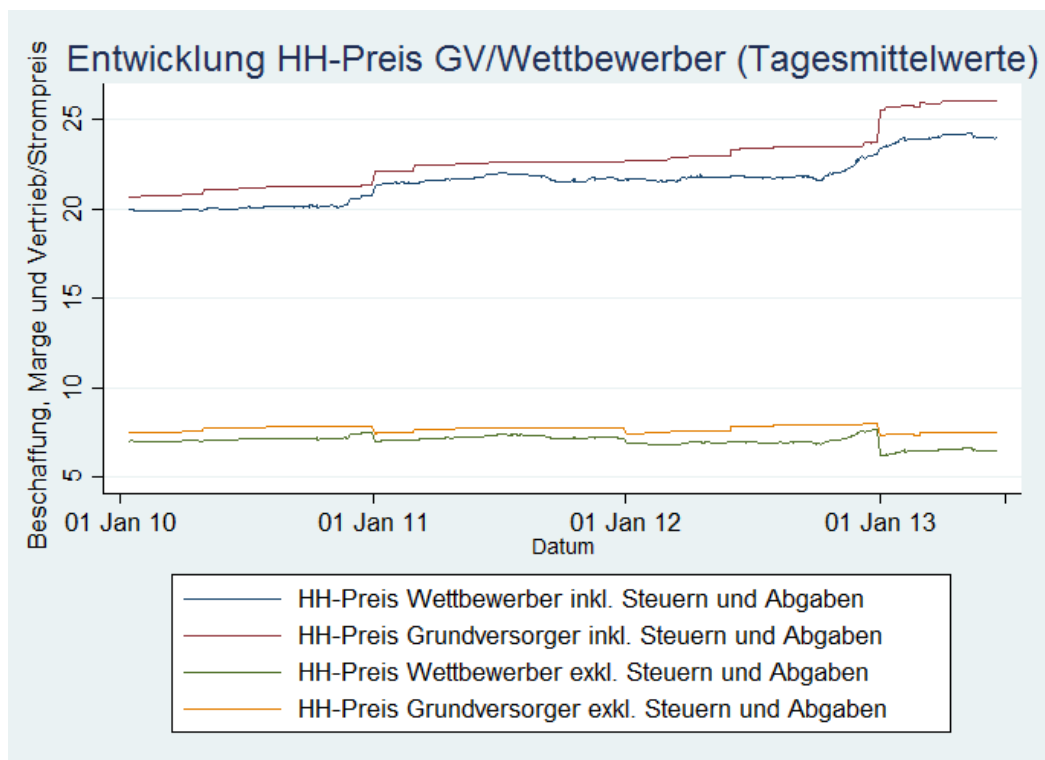


Abbildung 12: Entwicklung der Haushaltspreise exkl. Steuern, Abgaben und Umlagen (Grundversorger/Wettbewerber)

Wie hoch der Wettbewerbsdruck ist, zeigt Abbildung 12. In ihr ist die tagesscharfe Entwicklung der angebotenen Tarife als Durchschnitt aller PLZ-Tarife als auch die kalkulierte Komponente „Beschaffungs- und Vertriebskosten sowie Marge“ im Untersuchungszeitraum abgebildet. Interessant ist hier der Übergang 12/2012 und 01/2013, der zeitlich mit der Erhöhung der Umlagen zusammenfällt. Gegeben den Daten, erfolgt trotz einer Erhöhung der Abgaben nur eine unzureichende Erhöhung der Tarife, so dass die oben erwähnte Komponente einen deutlichen Abfall beim Übergang ins Jahr 2013 verzeichnet. Dies bedeutet, dass die steigenden Abgaben nicht in vollem Umfang in die angebotenen Tarife eingearbeitet wurden und ist ein weiterer Hinweis auf den hohen Wettbewerbsdruck. Im Detail ergeben sich folgende Veränderungen von 28.12.2012 auf 02.01.2013: Börsenpreis Anstieg um 0,7ct/kWh (von 3,1 auf 3,8 ct/kWh), EEG Anstieg um 1,69 ct/kWh sowie eine Erhöhung der HH-Tarife von 25,89 auf 28,73. Ein Gesamtanstieg von 2,84 ct/kWh.

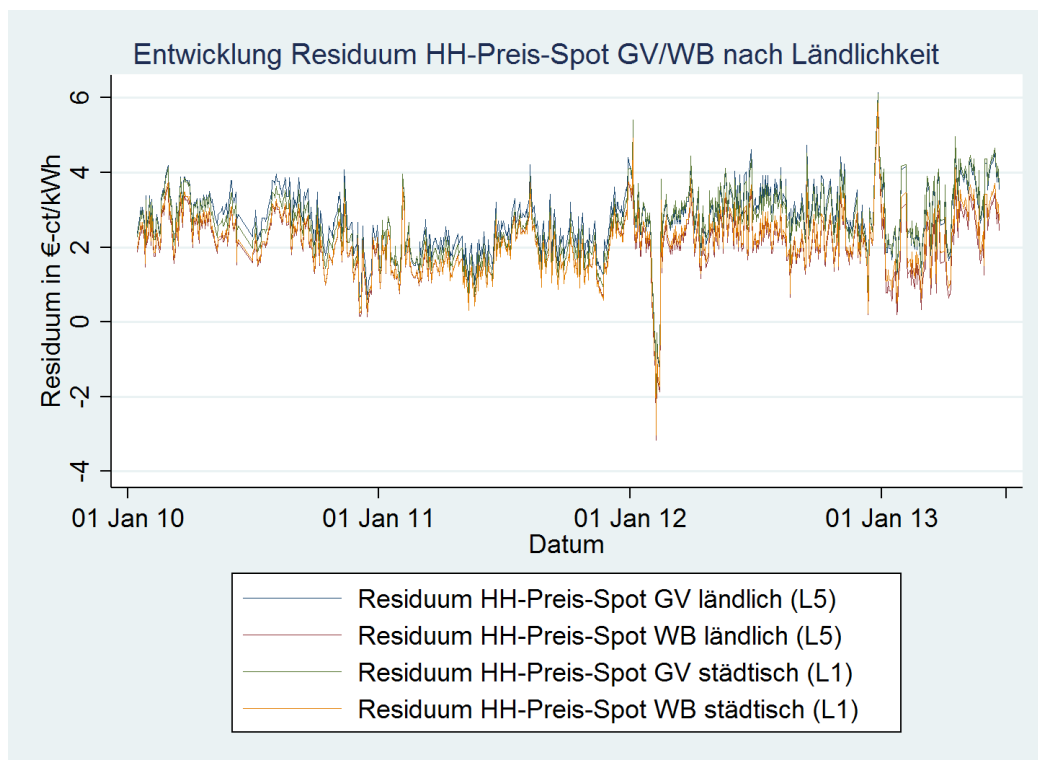


Abbildung 13: Entwicklung PLZ unterschiedlicher Ländlichkeitsgrade

Abbildung 13 verdeutlicht die Ergebnisse nach unterschiedlichen Ländlichkeitsklassen, welche anfangs definiert wurden. Auch hier gibt es keinen Hinweis darauf, dass zwischen ländlichen und urbanen Räumen deutliche Unterschiede bestehen, auch wenn der eingangs erwähnte absolute Unterschied ebenfalls zu beobachten ist.

Ein Merit-Order-Effekt wird somit mit hoher Wahrscheinlichkeit ebenfalls zeitnah in die Tarife übersetzt, unabhängig von seiner absoluten Höhe. Die Tarife der Grundversorger reagieren jedoch hierbei wesentlich unelastischer auf die Preisentwicklungen an der Börse. Gemäß der hier angewendeten Methodik ist eher von einer Erhöhung der Marge auszugehen und somit von keiner vollständigen Weitergabe des MOE. Haushalte, die bereit sind, den Anbieter zu wechseln, können somit von sinkenden Börsenstrompreisen profitieren.

Die fehlende Betrachtung von unterschiedlichen Beschaffungsmarktstrategien wurde in Kauf genommen, um einen größeren tages- und PLZ-scharfen Datensatz untersuchen zu können. Unterschiedliche Beschaffungsstrategien wurden bereits bei vorangegangenen Untersuchungen betrachtet und stützen die gewonnen Erkenntnisse (Götz et al.).

## 7 Entwicklung der Industriestrompreise

Angesichts der erzielten Ergebnisse bei den Haushaltstarifen liegt es nahe anzunehmen, dass Industriebetriebe, welche eine geringe Beschaffungsmarktdistanz aufweisen, ebenfalls vom MOE profitieren.

Ergebnisse zur Ermittlung von Industriestrompreisen finden sich in einer vorangegangenen Studie<sup>12</sup>. Ziel war es abzuschätzen, wie sich die konkreten Beschaffungspreise nach Abzug verschiedener Preiskomponenten entwickelt haben. Betrachtet wurden hierbei vor allem energieintensive Unternehmen, welche von der besonderen Ausgleichregelung betroffen sind (BesAR gem. § 41 EEG i.V. mit § 19 StromNEV). Die Ergebnisse wurden mit anderen EU Ländern verglichen, wobei Frankreich, Niederlande, Belgien und das Vereinigte Königreich in ähnlicher Untersuchungstiefe betrachtet wurden.

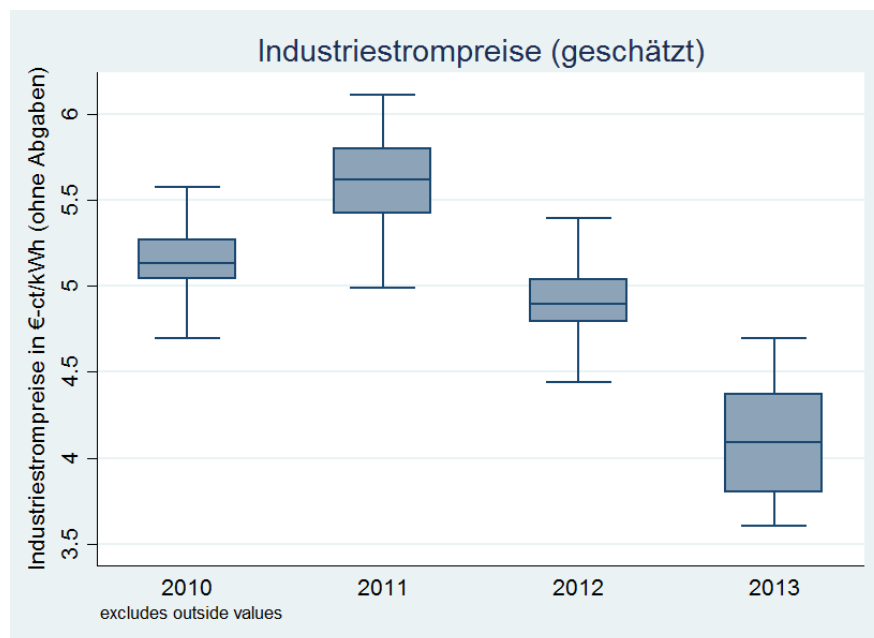


Abbildung 14: Geschätzter Industriestrompreis nach Abgabenabzug (vgl. auch: Eigene Berechnung / „Wettbewerbsfähigkeit und Energiekosten der Industrie im internationalen Vergleich“, 2015<sup>13</sup>)

Die Untersuchung wurde mittels qualitativer Interviews und der Auswertung von EEX Day-Ahead/Spot und Termingeschäften mit unterschiedlicher Laufzeit durchgeführt, wobei unterschiedliche Beschaffungsmarktstrategien betrachtet wurden. Als Referenz-

<sup>12</sup> „Wettbewerbsfähigkeit und Energiekosten der Industrie im internationalen Vergleich“, durchgeführt durch das Fraunhofer ISI für das BMWI.

<sup>13</sup> Industriestrompreise wurden anhand der Daten gemäß der Beschaffungsstrategie (Paper Grave & Pudlik) 20 % Spotpreis, 26,6 % Futurepreis Lieferjahr 0, 26,6 % Futurepreis Lieferjahr 1, 26,6 % Futurepreis Lieferjahr 2 geschätzt.

preise wurden die Preiszeitreihen der EEX hinzugezogen, da Daten zum außerbörslichen Handel nicht in ausreichendem Maße vorhanden waren.

Abbildung 14 zeigt die geschätzten Industriestrompreise (ohne Abgaben, Steuern und Umlagen) gemäß der oben beschriebenen Beschaffungsstrategie<sup>14</sup>. Deutlich ist der Abfall der Beschaffungspreise seit 2011 zu verzeichnen. Zu beachten ist, dass bei der Berechnung auch Termingeschäfte herangezogen wurden, und sich dadurch eine Verzögerung bei der Absenkung ergeben kann. Wurden z. B. Anfang 2008 Terminkontrakte zu hohen Preisen abgeschlossen, kann sich dies in den folgenden Jahren bemerkbar machen, selbst wenn die Börsenpreise fallen.

Im Ergebnis konnte gezeigt werden, dass der Beschaffungspreis für stromintensive Industrien sich relativ nah an der Preisentwicklung an der Strombörse orientiert.

Im Rahmen dieser Studie kann somit geschlossen werden, dass stromintensive Unternehmen zeitnah von abnehmenden Börsenpreisen profitieren. Somit wäre auch der Merit-Order-Effekt von dieser Weitergabe betroffen, unabhängig von seiner Größe.

---

<sup>14</sup> Die Grafik zeigt einen Boxplot über die einzelnen PLZ-Gebiete.

---

## 8 Ergebnisszusammenfassung

Die Untersuchung hat gezeigt, dass basierend auf der gewählten Untersuchungsmethodik und den zur Verfügung stehenden Daten davon ausgegangen werden kann, dass der Merit-Order-Effekt mit sehr hoher Wahrscheinlichkeit an die Haushalte und Unternehmen weitergegeben wird.

Begründet wird dies durch die Untersuchung tagesscharfer sowie PLZ genauer angebotener Haushaltsstromtarife, welche in der Analyse eine schnelle Implementierung von Börsenpreisbewegungen aufweist. Dabei werden sinkende Börsenpreise sogar kurzfristiger in die Tarife eingearbeitet als steigende Preise oder Abgaben (s. hierzu Abbildung 11 sowie deren Erläuterung). Ein Hinweis auf den potenziell hohen Konkurrenzdruck, der sich 2013 auch in den durchschnittlich 361 pro PLZ und Tag wählbaren Tarifoptionen äußert.

Ländliche Räume besitzen bei dieser Betrachtung zwar leichte Nachteile in Form eines höheren Preises, der Unterschied ist jedoch zurzeit relativ gering. Jedoch stellt die Entwicklung der leichten Divergenz bei den Haushaltstarifen zwischen Räumen unterschiedlicher Ländlichkeit durchaus einen Grund für eine zukünftig genauere Betrachtung dar.

Im Ausblick kann die Untersuchungsmethodik um die Betrachtung unterschiedlicher Beschaffungsstrategien der Versorger erweitert werden. Dies war im Rahmen der Studie jedoch nicht möglich. Auf andere Studien mit ebendiesem Schwerpunkt wurde jedoch verwiesen.

## Literaturverzeichnis

- Cludius, J., Forrest, S., & MacGill, I. (2014a). Distributional effects of the Australian Renewable Energy Target (RET) through wholesale and retail electricity price impacts. *Energy Policy*, 71, 40–51.
- Cludius, J., Hermann, H., Matthes, F. C., & Graichen, V. (2014b). The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008–2016: Estimation and distributional implications. *Energy Economics*, 44, 302–313.
- Diekmann, J., Krewitt, W., Musiol, F., Nicolosi, M., Ragwitz, M., Sensfuß, F., Weber, C., Wissen, R., & Woll, O. (2007). *Fachgespräch zum Merit-Order-Effekt: Abgestimmtes Thesenpapier*.
- Fürsch, M., Malischek, R., & Lindenberger, D. (2012). *Der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien – Analyse der kurzen und langen Frist*. EWI Working Paper. Köln: Institute of Energy Economics at the University of Cologne (EWI).
- Gil, H. A., Gomez-Quiles, C., & Riquelme, J. (2012). Large-scale wind power integration and wholesale electricity trading benefits: Estimation via an ex post approach. *Energy Policy*, 41, 849–859.
- Götz, P., Henkel, J., & Lenck, T. (2013). *Zusammenhang von Strombörsenpreisen und Endkundenpreisen*. Berlin.
- Grave, K., Breitschopf, B., Lutz, Ch. et al. 2015: Electricity Costs of Energy Intensive Industries – An International Comparison; Final report of the German Ministry of Economic Affairs and Energy, [http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/x/de/projekte/Strompreiswirkung\\_330639/Industriestrompreise\\_englisch.pdf](http://www.isi.fraunhofer.de/isi-wAssets/docs/x/de/projekte/Strompreiswirkung_330639/Industriestrompreise_englisch.pdf)
- Hirth, L., & Ueckerdt, F. (2013). Redistribution effects of energy and climate policy: The electricity market. *Energy Policy*, 62, 934–947.
- ISI et al 2015: Breitschopf, B.; Klobasa, M.; Steinbach, J.; Sensfuß, F.; Diekmann, J.; Lehr, U.; Horst, J. (2012); Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung ISI (Karlsruhe): Monitoring der Kosten und Nutzenwirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien im Strom- und Wärmebereich im Jahr 2014: Untersuchung im Rahmen des Projekts „Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien (ImpRES)“, gefördert vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie; [http://www.impres-projekt.de/impres-wAssets/docs/Monitoringbericht\\_2014\\_final.pdf](http://www.impres-projekt.de/impres-wAssets/docs/Monitoringbericht_2014_final.pdf)

MacCormack, J., Hollis, A., Zareipour, H., & Rosehart, W. (2010). The large-scale integration of wind generation: Impacts on price, reliability and dispatchable conventional suppliers. *Energy Policy*, 38, 3837–3846.

Sensfuß, F. (2011). Analysen zum Merit-Order Effekt erneuerbarer Energien. *Fraunhofer ISI, Karlsruhe, Februar*.

Sensfuß, F. (2013). *Analysen zum Merit-Order-Effekt erneuerbarer Energien: Untersuchung im Rahmen des Projekts „Wirkungen des Ausbaus erneuerbarer Energien (ImpRES)“, gefördert durch das Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz und Reaktorsicherheit*. Karlsruhe.

Wissen, R. und Nicolosi, M. (2008). Ist der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien richtig bewertet? In: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 58. Jg. (2008) Heft 1/2.