

**Erneuerbare Energien an Strombörsen –  
eine empirische Analyse deutscher und europäischer Spothandels-  
märkte**

Von der Fakultät für Wirtschaftswissenschaften  
der Technischen Universität Bergakademie Freiberg  
genehmigte

**DISSERTATION**

zur Erlangung des akademischen Grades  
doctor rerum politicarum

Dr. rer. pol.

vorgelegt

von Benjamin Aust, MBA  
geboren am 30. Oktober 1988 in Rochlitz

Gutachter: Univ.-Prof. Dr. Andreas Horsch, Freiberg  
Univ.-Prof. Dr. Johannes Stephan, Freiberg

Tag der Verleihung: 29.01.2020



# Inhaltsverzeichnis

<b>Abbildungsverzeichnis</b> .....	<b>VI</b>
<b>Tabellenverzeichnis</b> .....	<b>VII</b>
<b>Abkürzungsverzeichnis</b> .....	<b>X</b>
<b>1 Einleitung</b> .....	<b>1</b>
1.1 Problemstellung und Themenrelevanz .....	1
1.2 Forschungsstand und Ziel der Arbeit .....	8
1.3 Gang der Untersuchung.....	12
<b>2 Grundlagen zum Energiehandel und erneuerbaren Energien</b> .....	<b>15</b>
2.1 Entwicklung und Funktionsweise des Energiemarktes in Deutschland.....	15
2.2 Aufbau und Funktionsweise des Spotmarkts .....	32
2.3 Charakteristika des Terminmarkts.....	35
2.4 Technische, rechtliche und ökonomische Wesensmerkmale von erneuerbaren Energien.....	38
2.4.1 Einführung .....	38
2.4.2 Stromgewinnung aus Windkraft .....	41
2.4.3 Energie aus Biomasse .....	46
2.4.4 Photovoltaik .....	51
2.4.5 Wasserkraft .....	55
2.5 Einfluss des EEG und der Merit-Order auf den Stromhandel.....	61
2.6 Zwischenfazit .....	71
<b>3 Zugrunde liegende neoinstitutionenökonomische Theorieansätze</b> .....	<b>75</b>
3.1 Der Institutionenbegriff.....	75
3.2 Wirkung von Informationen auf Preise .....	81
3.3 Der Transaktionskostenansatz .....	87
3.4 Intermediation durch Strombörsen .....	92
<b>4 Schätzung von Marktpreisen mit GARCH-Ansätzen</b> .....	<b>98</b>
4.1 Einführung.....	99
4.2 Aktueller Literaturstand .....	105
4.3 Datenbasis .....	111
4.4 Methodologie.....	116

4.5	Resultate .....	122
4.6	Zusammenfassung und Ausblick.....	135
<b>5</b>	<b>Transformationsansätze zur Prognose von Strompreisen .....</b>	<b>138</b>
5.1	Einleitung .....	138
5.2	Identifikation und wertmäßige Behandlung von Preisextrema .....	143
5.3	Methodologie.....	146
5.4	Resultate .....	153
5.4.1	Allgemeine Ergebnisauswertung .....	153
5.4.2	Erweitere Ergebnisbetrachtung.....	164
5.5	Zusammenfassung und Ausblick.....	167
<b>6</b>	<b>Einfluss von Regulierung auf Strompreise .....</b>	<b>172</b>
6.1	Zur Notwendigkeit von Regulierung im Energiehandel .....	173
6.2	Methodische Vorgehensweise bei Ereignisstudien .....	178
6.2.1	Aktueller Forschungsstand .....	178
6.2.2	Bestimmung des Ereignisses und Formulierung der Hypothesen .....	184
6.2.3	Analyse von Marktreaktionen anhand abnormaler Preisänderungen .....	190
6.2.4	Statistische Testverfahren .....	197
6.3	Datensample und Forschungsdesign .....	205
6.4	Diskussion der Ergebnisse.....	213
6.4.1	Analyse der erzielten Resultate.....	213
6.4.2	Weiterführende Ergebnisbetrachtung .....	228
6.5	Zusammenfassung und Ausblick.....	232
<b>7</b>	<b>Das Negativstrompreisphänomen.....</b>	<b>235</b>
7.1	Nutzenbezogene Ansätze zum Auftreten negativer Preise.....	236
7.2	Empirische Analyse von negativen Börsenstrompreisen .....	239
7.2.1	Einführung .....	239
7.2.2	Die Begründung negativer Preise .....	240
7.2.3	Regressionskonzipierung .....	245
7.2.4	Empirische Ergebnisse.....	254
7.2.5	Weiterführende Argumentation .....	262
7.3	Implikationen für Marktteilnehmer und politische Entscheidungsträger .....	264
7.3.1	Ausnutzung negativer Preise .....	264
7.3.2	Evaluierung des regulatorischen Rahmens .....	268

7.4 Zusammenfassung .....	271
<b>8 Schlussbetrachtung und Ausblick .....</b>	<b>273</b>
8.1 Zusammenfassung der Analyseresultate .....	273
8.2 Ausblick.....	277
<b>Anhang .....</b>	<b>281</b>
<b>Literaturverzeichnis.....</b>	<b>328</b>

## Abbildungsverzeichnis

Abb. 1:	Entwicklung des weltweiten Energieverbrauchs .....	17
Abb. 2:	Vertikale Wertschöpfungskette vor der Liberalisierung.....	24
Abb. 3:	Entflechtung der Wertschöpfungskette nach der Liberalisierung.....	25
Abb. 4:	Entwicklung der Marktanteile von Energieversorgern .....	26
Abb. 5:	Strombedarfsabdeckung eines Energieversorgers .....	28
Abb. 6:	Zeitlicher Ablauf des Spothandels an der EPEX .....	33
Abb. 7:	Schematischer Aufbau einer WKA (ohne Getriebe) .....	42
Abb. 8:	Mögliche Bereitstellungsketten zu Brennstoffen aus Biomasse.....	46
Abb. 9:	Schemata von Fluss- und Ausleitungskraftwerken.....	58
Abb. 10:	Vereinfachte Darstellung des Merit Order-Effekts.....	67
Abb. 11:	Strompreisänderungen bei verschiedenem Lastverhalten.....	68
Abb. 12:	Informationseffizienz von Märkten .....	85
Abb. 13:	Gradienten der Windstromkoeffizienten .....	126
Abb. 14:	Gradienten der PV-Energiekoeffizienten.....	129
Abb. 15:	Gradienten der Pumpwasserstromkoeffizienten .....	131
Abb. 16:	Strompreisentwicklung der 8. Zeitstunde 2016 .....	140
Abb. 17:	Schätzqualität der Transformationen .....	157
Abb. 18:	Strompreisentwicklung der 8. Zeitstunde 2016 .....	162
Abb. 19:	Zeitlicher Verlauf einer Ereignisstudie.....	186
Abb. 20:	Historie der Gesetzesnovellen .....	211
Abb. 21:	Preisänderungsentwicklung der Samples.....	218
Abb. 22:	Aufkommen negativer Strompreiszeiten .....	242
Abb. 23:	Spezifische Marktwerte der Negativpreise .....	243
Abb. 24:	Stündlicher Preisverlauf am 26.12.2016.....	244
Abb. 25:	Saisonale Verteilung negativer Preise .....	250
Abb. 26:	Vorhersagequalität bei verschiedenen Cutoffs .....	257
Abb. 27:	Entwicklung des Day-Ahead-Preisniveaus.....	267
Abb. 28:	Bruttostromerzeugungshistorie in Deutschland.....	281
Abb. 29:	Autokorrelationstest der Strompreisvariablen (lag1-48) .....	282
Abb. 30:	Autokorrelationstest der Strompreisvariablen (lag 142-168) .....	283
Abb. 31:	Marktpreisänderungen der Samples bei Erstentwürfen .....	322

## Tabellenverzeichnis

Tab. 1:	Charakteristika grundständiger Terminmarktverträge.....	37
Tab. 2:	Studien zum künftigen Bioenergiepotenzial.....	49
Tab. 3:	Literaturlauswahl zur Energiepreismodellierung.....	106
Tab. 4:	Deskriptive Statistik zur Preisvariablen.....	113
Tab. 5:	Beschreibende Statistik zu den Stromvariablen.....	115
Tab. 6:	Resultate zur Strompreisregression .....	123
Tab. 7:	Beschreibende Statistik zu den Transformationen.....	151
Tab. 8:	Gegenüberstellung der mittleren MAPE-Resultate .....	155
Tab. 9:	Vergleich von Transformationen für positive und negative Strompreise.... .....	166
Tab. 10:	Aktueller Forschungsstand zu energieökonomischen Ereignisstudien..	179
Tab. 11:	Modelle zur Schätzung normaler Preisänderungen .....	194
Tab. 12:	Untersuchte Ereignisse an Energiebörsen.....	209
Tab. 13:	Reaktionen auf die REMIT-Verkündung .....	214
Tab. 14:	Reaktionen auf die EEG bezogenen Ereignisse.....	216
Tab. 15:	Kumulierte abnormale Preisänderungen der Verbund-Börsen .....	222
Tab. 16:	Zusammenfassung der getesteten Hypothesen .....	227
Tab. 17:	Reaktionen auf REMIT- und EEG-Ereignisse.....	230
Tab. 18:	Deskriptive Statistik zum Negativpreis-Datensample .....	252
Tab. 19:	Ergebnisse der Logit-Regression .....	255
Tab. 20:	Koeffizienten der Logit-Modellansätze .....	260
Tab. 21:	ADF-Stationaritätstest zur Strompreisregression .....	284
Tab. 22:	Modellkonfiguration der 1. Zeitstunde .....	285
Tab. 23:	Modellkonfiguration der 2. Zeitstunde .....	286
Tab. 24:	Modellkonfiguration der 3. Zeitstunde .....	287
Tab. 25:	Modellkonfiguration der 4. Zeitstunde .....	288
Tab. 26:	Modellkonfiguration der 5. Zeitstunde .....	289
Tab. 27:	Modellkonfiguration der 6. Zeitstunde .....	290
Tab. 28:	Modellkonfiguration der 7. Zeitstunde .....	291
Tab. 29:	Modellkonfiguration der 8. Zeitstunde .....	292
Tab. 30:	Modellkonfiguration der 9. Zeitstunde .....	293

Tab. 31:	Modellkonfiguration der 10. Zeitstunde .....	294
Tab. 32:	Modellkonfiguration der 11. Zeitstunde .....	295
Tab. 33:	Modellkonfiguration der 12. Zeitstunde .....	296
Tab. 34:	Modellkonfiguration der 13. Zeitstunde .....	297
Tab. 35:	Modellkonfiguration der 14. Zeitstunde .....	298
Tab. 36:	Modellkonfiguration der 15. Zeitstunde .....	299
Tab. 37:	Modellkonfiguration der 16. Zeitstunde .....	300
Tab. 38:	Modellkonfiguration der 17. Zeitstunde .....	301
Tab. 39:	Modellkonfiguration der 18. Zeitstunde .....	302
Tab. 40:	Modellkonfiguration der 19. Zeitstunde .....	303
Tab. 41:	Modellkonfiguration der 20. Zeitstunde .....	304
Tab. 42:	Modellkonfiguration der 21. Zeitstunde .....	305
Tab. 43:	Modellkonfiguration der 22. Zeitstunde .....	306
Tab. 44:	Modellkonfiguration der 23. Zeitstunde .....	307
Tab. 45:	Modellkonfiguration der 24. Zeitstunde .....	308
Tab. 46:	Koeffizienten der Hauptgleichungen für die Zeitstunden 1 bis 12.....	309
Tab. 47:	Koeffizienten der Hauptgleichungen für die Zeitstunden 13 bis 24.....	310
Tab. 48:	Ljung-Box-Test zur Strompreisregression.....	311
Tab. 49:	ARCH-Test zur Strompreisregression.....	312
Tab. 50:	Prognoseresultate der 1. und 2. Zeitstunde .....	313
Tab. 51:	Prognoseresultate der 3. und 4. Zeitstunde .....	313
Tab. 52:	Prognoseresultate der 5. und 6. Zeitstunde .....	314
Tab. 53:	Prognoseresultate der 7. und 8. Zeitstunde .....	314
Tab. 54:	Prognoseresultate der 9. und 10. Zeitstunde .....	315
Tab. 55:	Prognoseresultate der 11. und 12. Zeitstunde .....	315
Tab. 56:	Prognoseresultate der 13. und 14. Zeitstunde .....	316
Tab. 57:	Prognoseresultate der 15. und 16. Zeitstunde .....	316
Tab. 58:	Prognoseresultate der 17. und 18. Zeitstunde .....	317
Tab. 59:	Prognoseresultate der 19. und 20. Zeitstunde .....	317
Tab. 60:	Prognoseresultate der 21. und 22. Zeitstunde .....	318
Tab. 61:	Prognoseresultate der 23. und 24. Zeitstunde .....	318
Tab. 62:	Reaktionen der Kontrollgruppen auf die REMIT-Verkündung.....	319

Tab. 63:	Reaktionen der Verbund-Börsen auf die EEG-Ereignisse.....	320
Tab. 64:	Reaktionen der restlichen europäischen Börsen auf die EEG-Ereignisse ... .....	321
Tab. 65:	Kumulierte abnormale Preisänderungen des zweiten Kontroll-Samples .... .....	323
Tab. 66:	Teststatistiken der ersten Kontrollgruppe mit Handelsvolumina .....	324
Tab. 67:	Teststatistiken der zweiten Kontrollgruppe mit Handelsvolumina.....	325
Tab. 68:	Robustheitsprüfung zur Negativpreisregression.....	326

## Abkürzungsverzeichnis

a	Jahr
ACER	Agency for the Cooperation of Energy Regulators
ADF	Augmented Dickey-Fuller
AG	Arbeitsgemeinschaft
AIC	Akaike Information Criterion
AP	Abnormale Preisänderung
APARCH	Asymetric Power Autoregressive Conditionally Heteroskedastic
APT	Arbitrage Pricing Theory
APX	Amsterdam Power Exchange
AR	Autoregressive
ARIMA	Autoregressive Integrated Moving Average
ARMA	Autoregressive Moving Average
AusglMechV	Ausgleichsmechanismusverordnung
BMP-Test	Boehmer/Musumeci/Poulsen-Test
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BörsG	Börsengesetz
CAAP	Kumulierte arithmetisch gemittelte abnormale Preisänderung
CAP	Kumulierte abnormale Preisänderung
CAPM	Capital Asset Pricing Model
CRA	Credit Rating Agencies
d	Tag
DAX	Deutscher Aktienindex
DSO	Distribution System Operator
E	Erwartungswert
EE	Erneuerbare Energien
EEG	Erneuerbare-Energien-Gesetz

EEX	European Energy Exchange
EGARCH	Exponential Generalized Autoregressive Conditionally Heteroskedastic
EJ	Exajoule
ELIX	European Electricity Index
EnWG	Energiewirtschaftsgesetz
EPEX	European Power Exchange
EURIBOR	Euro Interbank Offered Rate
EU	Europäische Union
EVU	Energieversorgungsunternehmen
EXAA	Energy Exchange Austria
FIBOR	Frankfurt Interbank Offered Rate
FTSE	Financial Times Stock Exchange
GARCH	Generalized Autoregressive Conditionally Heteroskedastic
GARCH-M	Generalized Autoregressive Conditionally Heteroskedastic in Mean
GEFCom2014	Global Energy Forecasting Competition 2014
GefStoffV	Gefahrstoffverordnung
GJR-GARCH	Glosten-Jagannathan-Runkle-Generalized Autoregressive Conditionally Heteroskedastic
GWh	Gigawattstunden
h	Stunde
Hz	Hertz
IPPC	Integrated Pollution Prevention and Control Act
km	Kilometer
KPSS	Kwiatkowski-Phillips-Schmidt-Shin
KrGW	Kreislaufwirtschaftsgesetz
kV	Kilovolt
kWh	Kilowattstunden

KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
KWKG	Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz
LPX	Leipzig Power Exchange
m.d.f.b.	Mean Deviation from the best Model
m <sup>2</sup>	Quadratmeter
MA	Moving Average
MAE	Mean Absolute Error
MAPE	Mean Absolute Percentage Error
MS-GARCH	Markov Switching-Generalized Autoregressive Conditionally Heteroskedastic
MW	Megawatt
MWh	Megawattstunde
N	Anzahl der Beobachtungen
NIÖ	Neue Institutionenökonomik
NY	New York
NYC	New York City
OLS	Ordinary Least Squares
OMEL	Operador del Mercado Eléctrico
OTC	Over-The-Counter
OTE	Operátor trhu s elektřinou
P	Preisänderung
PARCH	Power Generalized Autoregressive Conditionally Heteroskedastic
PHELIX	Physical Electricity Index
PJM	Pennsylvania, New Jersey-Maryland
POLPEX	Polish Power Exchange
PV	Photovoltaik
R	Rendite
REMIT	Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency

RMSE	Root Mean Square Error
RWE	Rheinisch-Westfälisches Elektrizitätswerk
SAPSO-KELM	Self-adaptive Particle Swarm Optimization Kernel extreme Learning Machine
SAP	Standardisierte abnormale Preisänderung
SAR	Seasonal Autoregressive
SBC	Schwarz-Bayes Criterion
SIC	Schwarz Information Criterion (kongruent zum SBC)
SCAP	Standardisierte kumulierte abnormale Preisänderung
SNG	Synthetic Natural Gas
SP	Standardisierte Preisänderung
TARCH	Threshold Autoregressive Conditionally Heteroskedastic
TGARCH	Threshold Generalized Autoregressive Conditionally Heteroskedastic
TSO	Transmission System Operator
TUK	Theilscher Ungleichheitskoeffizient
TWh	Terawattstunde
V	Volt
VAR	Vector Autoregressive
WKA	Windkraftanlage

# 1 Einleitung

## 1.1 Problemstellung und Themenrelevanz

Warum basiert die elektrische Energieversorgung<sup>1</sup> eines Landes nicht ausschließlich auf Energiequellen, die per se unendlich lang und in ausreichender Menge der Menschheit zur Verfügung stehen, keine prozessbedingten Schadstoffe bei der Stromproduktion hervorbringen und überdies keine Brennstoffkosten<sup>2</sup> verursachen? Im wissenschaftlichen und auch praktischen Diskurs existieren dazu vielfältige, teils kontroverse Meinungen und Erklärungsansätze<sup>3</sup>, welche das Für<sup>4</sup> und Wider<sup>5</sup> einer solchen, gemeinhin als nachhaltig bezeichneten Energiebereitstellung diskutieren und (bisher) keinen Konsens finden. Die gesamte Thematik besitzt technische, politische, gesellschaftliche, ökologische und ökonomische Facetten, woraus sich gegenwärtig ein interdependentes Spannungsfeld<sup>6</sup> zum aktuellen und insbesondere künftigen Strommarktdesign entwickelt.

Aufwind bekam die Diskussion erstmalig in Deutschland im Jahr 2000<sup>7</sup>, als das *Gesetz für den Vorrang Erneuerbarer Energien* (auch *Erneuerbare-Energien-Gesetz* bzw.

---

<sup>1</sup> In der Arbeit werden die Begriffe „Strom“, „elektrischer Strom“, „Energie“, „das Handelsgut“, „die Commodity“ sowie „elektrische Energie“ synonym genutzt, wenn nicht näher spezifiziert.

<sup>2</sup> Brennstoffkosten umfassen neben expliziten Kosten, wie bspw. Kosten für die Gewinnung der Rohstoffe, auch implizite Kosten ökologischer und gesellschaftlicher Natur, die meist nicht (angemessen) eingepreist werden, vgl. dazu etwa Finon (2007), S. 111–113 sowie knapper Finon/Perez (2007), S. 78.

<sup>3</sup> Vgl. für eine Übersicht zum aktuellen Literaturstand einer nachhaltigen Stromerzeugung auf Grundlage regenerativer Energien Hansen/Breyer/Lund (2019), S. 472–474 und Coester/Hofkes/Papyrakis (2018), S. 313f.; sowie Weber (2018), S. 43–46 und Weimann (2019) für eine Diskussion zum Ausstieg aus der Kohleenergienutzung aus ökonomisch-ökologischer Perspektive. Zudem beleuchten insbesondere Scholz et al. (2014), S. 123 technische Aspekte; Sequeira/Santos (2018), passim, bes. S. 554–560 sowie Sühlsen/Hisschemöller (2014) gesellschaftliche und politische Auswirkungen in Deutschland.

<sup>4</sup> Vgl. Halicioglu/Ketenci (2018), S. 995f., welche den Einsatz erneuerbarer Energien zur Prävention vor Treibhausgasemissionen in Europa befürworten. Darüber hinaus konstatieren Paramati/Apergis/Ummalla (2018), S. 1385: „The reduction of conventional energy uses will also ensure low CO2 emissions and makes path towards the sustainable economic development“.

<sup>5</sup> Vgl. kritisch Blazquez et al. (2018), S. 3: „Full decarbonization of a power sector that relies on renewable technologies alone, given the current design of these markets, is not possible as conventional technologies provide important price signals“. Gleichmaßen führen Kreuz/Müsgens (2018) die derzeit fehlende Marktfähigkeit regenerativer Energieträger aufgrund der höheren Erzeugungskosten an.

<sup>6</sup> Vgl. einfürend zu den Interdependenzen Leprich (2013), S. 103f. Vgl. darüber hinaus zu den mannigfaltigen Konsequenzen des Ausstiegs aus der Stromgewinnung mittels Kohle in 2038 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2019).

<sup>7</sup> Vgl. grundhaft Lauber/Jacobsson (2016), S. 148f.

kurz und fortan *EEG* genannt) in Kraft trat, welches die rechtlichen Leitplanken für eine Transformation der bisherigen konventionellen Energielandschaft hin zu einer klimaschonenderen Energiewirtschaft<sup>8</sup> bilden sollte. Seitdem besitzt die Produktion mit anschließender Netzeinspeisung von elektrischem Strom aus erneuerbaren Energieträgern eine bevorteilte Stellung gegenüber der konventionellen Energieversorgung. Insbesondere wird sie durch eine (garantierte) Einspeisevergütung von staatlicher Seite (überwiegend) gefördert<sup>9</sup>, welche gleichermaßen von Privathaushalten als auch von Unternehmen, wenn auch zu unterschiedlichen Konditionen, in Anspruch genommen werden kann. Durch das EEG wird die Energieerzeugung aus Wasserkraft, Deponie-, Gruben- und Klärgas, Biomasse, Geothermie, Windkraft sowie solarer Strahlungskraft, zusammengefasst als erneuerbare Energien (EE) bezeichnet, (finanziell) begünstigt. Dabei erfolgt die Einspeisung von Strom aus erneuerbaren Energiequellen in die Stromnetze quasi jederzeit, d.h. nicht zwangsläufig immer verbrauchsorientiert, und mit Vorrang gegenüber konventionellen Energien und bisweilen zu Lasten der Stromnetze<sup>10</sup>. Dabei wurde das Regelwerk in Abhängigkeit aktueller Marktentwicklungen<sup>11</sup> regelmäßig novelliert.

Mit Blick auf die Maxime der deutschen Energiebranche aus gesetzgebender Perspektive in Form des EnWG (Energiewirtschaftsgesetz), welches u.a. eine umweltschonende, bezahlbare und sichere Energieversorgung<sup>12</sup> sicherstellen möchte, fördert die energetische Neuausrichtung zwar (ungemein) die Erreichung der ersten Vorgabe; doch scheint die Erfüllung der letzten beiden (Teil-)Ziele dadurch nicht nur gefährdet,

---

<sup>8</sup> Vgl. Löschel (2011), S. 308f.

<sup>9</sup> Vgl. Wurster/Hagemann (2018), S. 611. Auch in anderen europäischen Nationen erhalten Betreiber regenerativer Energieanlagen eine Einspeisevergütung, vgl. dazu m.w.N. García-Álvarez/Cabeza-García/Soares (2018), S. 865f.

<sup>10</sup> Das Stromnetz wird in Europa im Gleichgewicht auf einem Frequenzniveau von 50 Hz betrieben, um Stromkapazitäten innerhalb des europäischen Marktgebiets über Verbundnetze transportieren zu können. Jüngst etablierten sich neben klassischen Stromspeichern erste massentaugliche alternative Konzepte zum Ausgleich von Lastspitzen wie etwa das Vehicle-to-grid-Konzept, welches Elektrofahrzeuge an Ladesäulen zum Ausgleich von Stromüber- und -unterdeckungen nutzt. Vgl. dazu überblicksartig Trainer (2017), S. 390; ausführlicher Brandt/Wagner/Neumann (2017) i.V.m. Oehmichen/Aust (2017) zu Kostenaspekten von Elektrofahrzeugen.

<sup>11</sup> Hervorzuheben sind die Fassungen des EEG 2009, 2012, 2014 sowie 2017, welche maßgebliche Änderungen mit sich brachten.

<sup>12</sup> Vgl. Originalwortlaut in § 1 Abs. 1 EnWG und übersichtlich mit dem Fokus auf Klimaschutz Gawel/Purkus (2015), S. 79.

sondern führt vielmehr zu einem offensichtlichen Zielkonflikt. Insbesondere bei Betrachtung der wesentlich umweltschondernden Energieproduktion gegenüber fossil betriebenen Kraftwerken, aber (bisher) eingeschränkter Versorgungssicherheit bei regenerativer Energiebereitstellung, verdeutlicht sich die (scheinbar) unmögliche Vereinbarkeit aller geforderten Vorgaben des Regelwerks, was wiederum Kritiker von erneuerbaren Energien immer wieder als Argument anbringen.

Fast gleichzeitig mit dem Inkrafttreten des EEG entstanden die ersten Strombörsen<sup>13</sup> als Folge des fundamentalen Liberalisierungsvorhabens<sup>14</sup> der binnenländischen Strommärkte in Europa mit der Zielstellung transparente Handelsplattformen zum Tausch kurzfristig benötigter bzw. überschüssiger elektrischer Kapazitäten<sup>15</sup> bereitzustellen. Sie bilden seither nach den Vorstellungen der EU-Kommission einen integralen Bestandteil der Wertschöpfungskette einer intakten Energiewirtschaft auf nationaler und supranationaler Ebene. Mittlerweile geht nach ihrer Einschätzung die Relevanz von Strombörsen über den Status einer bloßen Alternative zum deutlich liquideren, gleichzeitig aber vergleichsweise intransparenteren außerbörslichen und bilateral abgewickelten Pendant (OTC-Markt)<sup>16</sup> hinaus.

Vornehmlich trägt die ursprünglich im EEG 2009 erfasste und im EEG 2012 um für Stromproduzenten drei Wahlmöglichkeiten angereicherte, sogenannte Direktvermarktung dazu bei, selbst erzeugten Strom aus bestimmten regenerativen Quellen in Eigenregie<sup>17</sup>, etwa im börsengestützten Energiegroßhandel, zu verkaufen statt bisher gegen eine fixe Abnahmeprämie ins Stromnetz einzuspeisen zu diesem Bedeutungszuwachs der Handelsplätze bei. Eine Erweiterung der Norm auf alle erneuerbare Energieträger samt deren Transformation in eine obligatorische Klausel folgte im EEG 2014. Zwar

---

<sup>13</sup> Für einen historischen Abriss zur Entstehung europäischer Strombörsen vgl. Pilgram (2014), S. 354–359. Die Begrifflichkeiten Strombörse, Energiebörse, börsengestützter Strom- bzw. Energie(groß)handel(smkt) sowie börslicher Strom- bzw. Energie(groß)handel(smkt) werden in dieser Arbeit synonym verwendet.

<sup>14</sup> Vgl. für einen geschichtlichen Abriss zur deutschen Energiewirtschaft Renn/Marshall (2016), S. 225–229.

<sup>15</sup> Vgl. grundlegend Brunner (2014b), S. 46.

<sup>16</sup> Zu einem überblickartigen Vergleich zwischen börsengestütztem und außerbörslichen Stromhandel in Deutschland vgl. Viehmann (2017), S. 88–95. Während naturgemäß keine konkreten Daten zu Handelsvolumina aus OTC-Geschäften existieren, konnte zwischen 2008 und 2018 eine Vervielfachung der kontrahierten Strommenge an der Börse identifiziert werden.

<sup>17</sup> Vgl. Gawel/Purkus (2013), S. 46–49. Optional konnte dies von Neuanlagen ab 2012 in Anspruch genommen werden. Bestandsanlagen wird hierbei generell, auch über das EEG 2014 hinaus, ein Wahlrecht eingeräumt.

bindet die Direktvermarktung Energieerzeuger de facto nicht direkt an eine Strombörse, dennoch wird sie häufig als Vertriebskanal, insbesondere in Hochpreiszeiten, aufgrund ihres hohen Transparenzgrades und der damit verbundenen Reduzierung von Transaktionskosten sowie der gesetzlichen Abnahmeverpflichtung in Anspruch genommen.

Schließlich reflektiert sich auch die (finanzielle) Subventionierung erneuerbaren Stroms sowie die polypole Marktstruktur, hervorgerufen durch die Zunahme kleiner und mittelgroßer Anbieter, im gesunkenen durchschnittlichen Marktpreisniveau an den Energiehandelsplätzen, was dem Grundsatz der Bezahlbarkeit gemäß EnWG Rechnung trägt. Durch die Zielformulierungen der Kosteneffizienz sowie Umweltverträglichkeit in letztgenanntem Regelwerk und vor allem durch die gewissermaßen kontinuierlichen Neufassungen des EEG verzahnten sich der Handel an Strombörsen mit der (vom Gesetzgeber intendierten) sukzessiv weniger kohlenstoffhaltigen Energieerzeugung<sup>18</sup>. Sowohl großindustrielle als auch private Anlagenbetreiber, die an der Börse agieren, werden mit der immer größeren Präsenz regenerativ erzeugten Stroms auf Angebotsseite über zahlreiche anreizgesteuerte Mechanismen konfrontiert.

Ein ebenso substanzielles Bindeglied zwischen dem börsengestützten Stromhandel und erneuerbaren Energien stellt die sogenannte *Merit Order* dar, durch die sämtliche Stromerzeugungsanlagen zur gegenwärtigen Nachfragedeckung gereiht werden. Als Entscheidungskalkül werden die annoncierten Grenzkosten einer produzierten Einheit elektrischer Energie zugrunde gelegt. Unabhängig vom technischen Lastverhalten<sup>19</sup> der energiebereitstellenden Kraftwerke, werden sie in der Reihenfolge aufsteigender Grenzkosten<sup>20</sup> dem Stromnetz zugeschaltet, bis der prognostizierte Stromverbrauch bedient werden kann. Der zugehörige, für alle ausgewählten Energieanlagen gleiche Strompreis bestimmt sich durch das wertmäßig höchste, offerierte Auktionsgebot zum jeweiligen Zeitpunkt an der Strombörse, welches zum Abschluss eines Kontraktes geführt hat. Da Strom aus regenerativen Quellen (quasi) ohne kostenintensive fossile

---

<sup>18</sup> Vgl. kritisch pointiert Schmidt-Preuß (2016), S. 1630.

<sup>19</sup> Für eine einführende Darstellung vgl. Krauter (2014), S. 41.

<sup>20</sup> Vgl. etwa Lazarczyk (2014), S. 109.

Brennstoffe<sup>21</sup> auskommt, besitzen Anlagenbetreiber regenerativer Energiesysteme grundsätzlich einen potenziellen (Grenz-)Kostenvorteil, so dass sich die Kraftwerksreihenfolge tendenziell zu Gunsten von erneuerbaren, derweil kaum grundlastfähigen Energiekapazitäten verschiebt (*Merit-Order-Effekt*)<sup>22</sup>. Damit einhergehend sinkt der arithmetisch gemittelte Großhandelspreis sukzessiv über den Zeitverlauf. Auf die lange Sicht gehen damit die rückläufigen Investitionsvorhaben in hauptsächlich lastflexible, mit fossilen Brennstoffen operierende Anlagen<sup>23</sup> einher, was zusätzlich durch das Ausbleiben einer vergleichbaren Finanzierungssicherheit, wie die fixe Einspeisevergütung des EEG, verstärkt wird.

Die wetter- und tageszeitsbedingte Generierung regenerativen Stroms geht bei konstantem Verbrauch potenziell einher mit der Entstehung von Unter- und Überangebotsmomenten und in Kombination mit der fehlenden wirtschaftlichen Speicherbarkeit von Strom führt dies im großen Maßstab tendenziell zu (erheblichen) Preisschwankungen bis hin zu negativen Handelspreisen<sup>24</sup> an Energiebörsen. Per se kann übermäßige Volatilität zwar nicht als ein Zeichen von Marktineffizienz gewertet werden, jedoch können sich gerade negative Strompreise – als in Europa sehr junge Ausnahmeerscheinungen mit geringer bis ausbleibender Antizipationsmöglichkeit – einerseits negativ (Risiko) und andererseits positiv (Chance) auf die Ertrags- und Liquiditätssituation von Handelsteilnehmern auswirken. Ohnehin stellt die Prognose von Börsenstrompreisen eine Herausforderung für sämtliche Börsenakteure dar. Dabei ist die Identifikation von (externen) Einflussfaktoren genauso vonnöten wie die Beachtung von börsenhandelsstrompreisspezifischen Charakteristiken, um (künftige) Preisentwicklungen, etwa über modellbezogene Ansätze, abbilden und prognostizieren zu können.

---

<sup>21</sup> Neben den reinen Inputfaktoren müssen (in der Regel) auch Emissionszertifikate in die Kostenberechnung integriert werden, vgl. dazu prägnant Lüdemann/Konar (2015), S. 83; ausführlicher Luhmann/Schostok/Schaube (2014), S. 8–10; auch Awerbuch/Yang (2007), S. 15–20.

<sup>22</sup> Vgl. einführend Cludius et al. (2014), S. 302f. Dabei handelt es sich bei diesem Effekt nicht um eine rein deutsche Markterscheinung, sie tritt vielmehr in verschiedenen binnenländischen Energiemärkten auf. Vgl. etwa für Australien Bell et al. (2017); für Italien Clò/Cataldi/Zoppoli (2015); für Tschechien Luňáčková/Průša/Janda (2017) sowie Spanien und Portugal Roldan-Fernandez et al. (2016).

<sup>23</sup> Vgl. kurz Böckers/Haucap/Jovanovic (2013), S. 7 sowie ausführlicher Growitsch/Matthes/Ziesing (2013), S. 10–13.

<sup>24</sup> Negativstrompreise sind seit September 2008 an der EEX als zulässig deklariert und wurden bereits 2009 über das Jahr verteilt während 71 Handelsstunden festgestellt, vgl. dazu einführend Andor et al. (2010), S. 91.

Preisbezogene Risikomodelle können als eine (präventive) Messmöglichkeit verstanden werden, welche letztlich der Realisierung finanzieller Unternehmensziele dienen. Hierbei kann frühzeitig erkannte Marktpreisrisiken mittels (probater) Steuerungsmaßnahmen wie bspw. auf dem Terminmarkt<sup>25</sup> durch speziell für erneuerbare Energien konstruierte oder andere energienahe Derivate, entgegengewirkt werden.

Weiterhin sind Börsenakteure erheblichen regulatorischen Risiken ausgesetzt, da Akteure in gesetzgeberischen und regulierenden Institutionen bei aus ihrer Perspektive vorhandenen Fehlentwicklungen bzw. -erscheinungen Eingriffe<sup>26</sup> in marktliche Strukturen nicht selten (übereifrig) vornehmen. Regulierung im Gefüge der deutschen, (teil-)liberalisierten Energiewirtschaft stellt per se keine Neuheit dar. Vielmehr erstreckt sich das Spektrum nicht wie vor der Deregulierung (bis 1998) weitestgehend auf nationale Aspekte, sondern wird um energieträgerspezifische und (immer mehr) supranationale Marktkorrekturen und -anforderungen erweitert. Neben dem EEG sowie der Anreizregulierung bzw. Price-Cap-Regulierung (Vorgabe einer Preisobergrenze<sup>27</sup> oder auch -untergrenze) in Deutschland, ist vor allem die EU-Verordnung über die Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (Regulation on wholesale Energy Market Integrity and Transparency, kurz REMIT<sup>28</sup>) von maßgeblicher Bedeutung für Energieerzeuger mit Handelsabsichten. Dabei besteht die zentrale Zielstellung von REMIT in der Beseitigung von Intransparenz und Marktmanipulation im Zusammenhang mit dem Abschluss von sowohl börslichen als auch außerbörslichen Stromhandelsgeschäften zum Schutz aller Marktteilnehmer, insbesondere jener mit geringen Marktanteilen. Hiernach müssen etwa sämtliche Transaktionen<sup>29</sup>, darunter auch Derivatgeschäfte, der Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden

---

<sup>25</sup> Vgl. einleitend Bunn/Chen (2013), S. 173: „Futures markets and forward trading for electricity have grown to become significant financial activities in the energy commodity sector, motivated by the remarkably high spot volatility and consequent risk in wholesale power prices“.

<sup>26</sup> Vgl. kurz Cambini/Rondi (2010), S. 4 sowie kritisch zusammenfassend Costantini/Crespi (2013), S. 406: „The low coordination in energy policies has been a common trend in industrialized countries as a consequence of the adoption of a set of multiple niche strategies regarding different economic sectors in the absence of a coherent transition policy framework“.

<sup>27</sup> Vgl. einführend Elsenbast/Perner/Rodgarkia-Dara (2017), S. 64–68; kürzer Korte/Gawel (2015), S. 127f.

<sup>28</sup> Vgl. grundlegend Nijman (2012), S. 472.

<sup>29</sup> Vgl. Art. 8 Abs. 1 REMIT.

(ACER)<sup>30</sup> als zentrale Institution in der EU gemeldet werden. Indessen steht die europaweite Vereinheitlichung binnenländischer Regularien im Widerspruch zur (bedingungslosen) Subvention von erneuerbaren Energien auf maßgeblicher Grundlage des EEG in Deutschland<sup>31</sup>, die dadurch begründet wird, dass es ohne den staatlichen Eingriff zum kurzfristigen Marktversagen für Strom aus regenerativen Quellen kommt.

Im neuen institutionellen Strommarktdesign als eine ex-post Erscheinung der europäischen Liberalisierung unterliegt der deutsche börsliche Energiegroßhandelsmarkt nicht nur regulatorischen Vorgaben nationaler und supranationaler Gesetzgeber, sondern greift nunmehr auch selbst ins Transaktionsgeschehen ein. Letztere Maßnahmen beinhalten entgegen dem Liberalisierungs- und Nachhaltigkeitsgedanken etwa Zulassungspflichten für (interessierte) Börsenakteure oder die Einführung von Preisober- und -untergrenzen für Auktionsgebote von Börsenhändlern mit der Intention den stetig zunehmenden Handel von regenerativ erzeugtem, kostengünstigem Strom zu steuern und kontrollieren. Dieses Vorgehen schafft auch hier ein erhebliches Potenzial für Disharmonien zwischen den Zielvorstellungen der Makroebene (europäischer und deutscher Gesetzgeber) und denen der Mikroebene (deutsche Strombörse sowie Stromanbieter und -nachfrager). Unerwünschte Nebenwirkungen bis hin zu Marktdiskriminierungen verschiedenster Couleur<sup>32</sup> für Stromhändler, welche sich letztlich auch auf ihr für den Kauf oder Verkauf vorgesehenes Stromportfolio auswirken können, sind dabei nicht auszuschließen.

Nach einer ersten Betrachtung aktueller Entwicklungen der deutschen Energiewirtschaft deutet sich der umfassende und tendenziell steigende Einfluss von erneuerbaren Energien auf den börsengestützten Energiegroßhandel an. Selbiger kann sich sowohl in direkter (etwa durch erhöhte mengenmäßige Schwankungen des Stromangebots) als auch indirekter (bspw. durch bevorteilende Rahmenwerke gegenüber fossiler Energiegenerierung) Weise demonstrieren. Resümierend drängen sich nun zwei Kernfragen

---

<sup>30</sup> Für eine kritische Bewertung zur ACER als zentrale Regulierungsinstitution für den europäischen Großhandelsmarkt vgl. Konar (2015), S. 9–11.

<sup>31</sup> Vgl. Frondel/Schmidt/aus dem Moore (2013), S. 33–35; mit weniger kritischer Haltung Gerig/Helbig (2014), S. 891; allgemeingültiger Costa-Campi/del Rio/Trujillo-Baute (2017), S. 416; sowie zusammengefasst Strunz/Gawel/Lehmann (2016), S. 40: „The one ‘robust’ policy, immune to lobbying efforts and based on principles of pure economic rationality, remains elusive“.

<sup>32</sup> Vgl. etwa Bester (2012), S. 120–123 einleitend zu Preisdiskriminierung und S. 129–132 zu Markteintrittsbarrieren.

auf: (1) welche kurz- und langfristige Relevanz besitzt das Spektrum der erneuerbaren Energien für die Preisentwicklung an Strombörsen im europäischen und insbesondere im deutschen Gebiet? (2) Wie kann diese Bedeutung quantifiziert werden?

## **1.2 Forschungsstand und Ziel der Arbeit**

Die hohe Dynamik und Aktualität bei gleichzeitig immenser Komplexität der Thematik erschwert es, den Forschungsstand um umfassende Monografien zu erweitern, welche das Strompreisverhalten im börsengestützten Energiegroßhandel analysieren. Oft wird auf eine vergleichsweise einseitige theorie- und vorrangig empiriebasierte Vorgehensweise zurückgegriffen. Während bei früheren Werken regenerative Energien annähernd unbetrachtet bleiben, widmen sich aktuellere Arbeiten vermehrt Problemstellungen nicht fossiler Energieträger. Gegenteilige Verhältnisse offenbaren sich bei Fachaufsätzen, die quantitativ deutlich zahlreicher vorhanden, aber im Umfang naturgemäß weniger facettenreich ausgeprägt und theoretisch fundiert sind. Ihr Fokus liegt hauptsächlich auf einer modellgestützten Prognose von Börsenstrompreisen verschiedener Energiegroßhandelsmärkte auf Basis hochfrequenter (Börsen-)Preis- sowie Energieerzeugungs- und Verbrauchsdaten. Dabei mangelt es diesen methodiklastigen Aufsätzen zumeist an ökonomischer Tiefe und damit auch einer Betrachtung qualitativer Einflussfaktoren, die auf die zu erklärende Untersuchungsgröße – d.h. den Marktpreis aus börslichen Transaktionen – (ebenfalls) einwirken. Zudem richtet sich nur selten die Perspektive auf die Relevanz von regulatorischen Einflüssen auf den Handel, insbesondere im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien. Wenn überhaupt behandeln wissenschaftliche Aufsätze nur punktuell aufgegriffene Problemstellungen dieser Arbeit. Daher werden letztgenannte Forschungsbeiträge in den nachfolgenden Abschnitten aufgegriffen und einer Auswertung unterzogen. Der Fokus wird zunächst auf eine Bestandsaufnahme monografischer Werke gerichtet.

Als eines der ersten Werke nach Beginn der Strommarktliberalisierung behandelt KRAMER (2002) Modelle zur Strompreisbildung an börslichen Spotmärkten, jedoch ohne einen Bezug zu erneuerbaren Energien in seiner Methodik<sup>33</sup> herzustellen, was ange-

---

<sup>33</sup> Vgl. Kramer (2002).

sichts ihrer seinerzeit untergeordneten Rolle bei der Energieversorgung plausibel erscheint. Im Fokus steht hier vor allem die profunde modellgestützte Abbildung der Interdependenz von Stromangebot und -nachfrage ausgewählter Marktgebiete in Europa. Ebenfalls unter Ausschluss regenerativer Stromträger evaluiert BORGMANN (2004) Risikomanagementmethoden für Akteure an Strombörsen, wofür er Ansätze des Risikomanagements an klassischen Finanz- und Gütermärkten<sup>34</sup> heranzieht. Neben europäischen Spot- und Termingroßhandelsmärkten werden zudem Strombörsen in den USA aufgegriffen, um einerseits das Verhalten von Strompreisen zu analysieren und andererseits Steuerungsinstrumente für Börsenteilnehmer zu identifizieren. Wie die vorgenannten Werke verzichtet SWIDER (2006) trotz eines mittlerweile zunehmenden Anteils erneuerbarer Energien an der Stromgenerierung bei seiner Untersuchung von Methoden zur Unterstützung von Handlungsentscheidungen empirischer Natur für Spotmarktteilnehmer<sup>35</sup>, insbesondere Netz- und Anlagenbetreiber, auf eine umfassende Perspektive bei den unterschiedlichen Stromerzeugungstypen und fokussiert stattdessen mit fossilen Brennstoffen betriebene Kraftwerkstypen. Als ein Novum für den deutschen Spothandel integriert er in seine Untersuchung vereinfachte Zeitreihenanalysen, welche bisher nur für finanzwirtschaftliche Fragestellungen eingesetzt wurden.

Eine andere Analysemethodik wählt dagegen HIRSCHL (2008) und widmet sich in großer Ausführlichkeit den Einflüssen der Erneuerbare Energien-Politik zwischen 1996 und 2005 auf den deutschen Energiemarkt und betont hierbei u.a. die Relevanz und das Potenzial<sup>36</sup> der (ersten) EEG-Fassungen. Darüber hinaus demonstriert er mit seiner vorwiegend qualitativen Analyse (*Multi-Level Policy-Method*) Spannungsfelder zwischen den existenten und künftigen nationalen, supra- sowie internationalen erneuerbare Energien betreffenden Regelwerken. Konstatiert wird zwar eine merkliche Interdependenz zwischen den examinieren Institutionen, dennoch gilt ein Fortbestehen einzelstaatlicher Lösungen zur Subventionierung regenerativer Energien wie etwa das EEG auf kurze bis mittelfristige Sicht nach seiner Meinung nach als wahrscheinlich.

---

<sup>34</sup> Vgl. Borgmann (2004). Für eine vergleichbare und zugleich umfangreichere Analyse vgl. Strohbücker (2011).

<sup>35</sup> Vgl. Swider (2006); ähnlich Zachmann (2009).

<sup>36</sup> Vgl. Hirschl (2008).

Erneut auf empirischer Basis analysieren die Arbeiten von ERNI (2012) und MAURITZEN (2012) das Verhalten von Spotpreisen, welche durch im Schrifttum gängige Zeitreihenmodelle gestützt sind und sich hierbei vornehmlich den Einfluss von Windstrom<sup>37</sup> auf die Zielgröße fokussieren. Daten zur tatsächlichen bzw. vorhergesagten Windeinspeisung werden neben den obligatorischen Spotpreisen in das Datensample aufgenommen. Sekundär wird bei MAURITZEN (2012) noch die Energieeinspeisung mittels Wasserkraft in die Analyse einbezogen. Ihre Resultate vergegenwärtigen trotz der unterschiedlichen, analysierten Energiegroßhandelsmärkte (Deutschland und Österreich vs. Norwegen und Dänemark), dass durch die Hinzunahme von Windenergieparametern in Schätzmodellen die Preisvolatilität am Stromgroßhandel insgesamt statistisch besser geschätzt und so letztlich Marktpreise an Strombörsen präziser prognostiziert werden kann.

Neben Arbeiten zum Spothandel traten Forschungsbeiträge zu Bewertungsverfahren für (bisher energieträgerunspezifische) Terminkontrakte hervor, in denen häufiger auch Preisentwicklungen von Emissionszertifikaten<sup>38</sup>, Lastverhalten samt Ausfällen von (sämtlichen) großindustriellen Kraftwerken<sup>39</sup> oder Temperaturverläufe<sup>40</sup> ins Kalkül zur methodischen Aufbereitung gezogen werden. Eine Hinzunahme von Variablen in Bepreisungsansätzen mit direktem oder indirektem Bezug zur erneuerbaren Stromerzeugung blieb indes weiter aus. Zwar bietet seit kurzer Zeit die deutsche Strombörse Derivate<sup>41</sup> an, welche nach den Eigenschaften regenerativer Energien ausgestaltet sind, doch erfreuen sich diese seit ihrer Markteinführung<sup>42</sup> eher geringer Beliebtheit bei Börsenteilnehmern, was sich folgerichtig in einer Nichtbeachtung im Schrifttum monografischer Art niederschlägt.

Zusammenfassend kristallisiert sich bei den vergleichsweise wenigen vorhandenen Gesamtwerken eine Präferenz für die Erforschung modellgestützter Ansätze zur Schät-

---

<sup>37</sup> Vgl. Erni (2012) und Mauritzen (2012). Ebenfalls analysiert Kunz (2013) die Relevanz von eingespeister Windenergie auf liberalisierten Strom(großhandels)märkten in Europa, wobei sich die quantitativ ausgelegte Argumentation auf Regenergiemärkte, speziell dem deutschen beschränkt.

<sup>38</sup> Vgl. etwa Seifert (2009).

<sup>39</sup> Vgl. Lazarczyk (2014), S. 55–104 und Redl (2011).

<sup>40</sup> Vgl. stellvertretend Heyer (2013).

<sup>41</sup> Vgl. stellvertretend Gersema/Wozabal (2017), S. 64.

<sup>42</sup> Vgl. European Energy Exchange (2018b).

zung sowie Vorhersage von Energiepreisen aus Spothandelstransaktionen heraus. Aktuellere Schriften entwickeln dabei ihre Strompreismodellierungsansätze unter der besonderen Gewichtung von Windstrom. Ausgeblendet wird jedoch fast ausnahmslos der einzelne oder gar kombinierte Einfluss anderer regenerativer Energieträger wie der der Solarstrahlungs- und Wasserkraft auf das Preisverhalten an Strombörsen. Ähnliches trifft für Ansätze zur Bewertung von in Deutschland gehandelten Stromderivaten zu. Auch zu (jüngsten) Markterscheinungen in Form extremer Preiskonstellationen, welche etwa negative Marktpreise umfassen, hält sich das monografische Schrifttum weitestgehend zurück. Daneben blieb die Bedeutung von regulatorischen Eingriffen auf den Preisbildungsmechanismus am Spotmarkt bisher völlig unbeleuchtet. Darüber hinaus mangelt es im Schrifttum an einer fundierten theoretischen Basis, welche die grundlegende Existenz von Strombörsen als transaktionskosten- und informationsasymmetrienmindernde Institutionen (im zu mindestens ausreichenden Maße) würdigt. Genau an dieser Stelle setzt diese Arbeit an, indem sie bisherige Ansätze auf den Prüfstand stellt sowie dahingehend alternative Vorgehensweisen vorstellt, durchführt und evaluiert, um die aufgezeigten Forschungslücken schließen. Vor diesem Hintergrund sollen insbesondere die nachstehenden Forschungsziele bearbeitet werden:

1. Erarbeitung einer theoretischen Basis zur Existenzbegründung von Energiegroßhandelsmärkten sowie zur Antizipation des potenziellen (der Theorie nach idealtypischen) Verhaltens von Marktakteuren in Bezug auf (entscheidungsrelevante) Einflüsse von erneuerbaren Energien;
2. Entwicklung von zeitreihenbasierten Ansätzen zur modellhaften Abbildung von Spotpreisen und deren Volatilitätsmustern;
3. Ableitung von methodischen (Optimierungs-)Ansätzen zur Prognose von Börsenstrompreisen auf Grundlage einer empirischen Analyse und
4. Identifikation von Preiseffekten an deutschen und europäischen Strombörsen, die hervorgerufen werden durch erneuerbare Energien bezogene, regulatorische Instrumente;
5. Analyse von Ursachen für das Zustandekommen nicht positiver Marktpreise und Bewertung von (institutionellen) Gegenmaßnahmen.

Im Kern besteht das übergeordnete Ziel dieser Dissertationsschrift darin, die (stetig wachsende) wirtschaftliche Relevanz von erneuerbaren Energien für den börsenmäßigen Energiehandel im Rahmen von Spotmarktengagements in umfassender Manier zu veranschaulichen und anhand von empirischen Studien zu analysieren sowie bewerten. Gleichmaßen sollen bei offenkundigen theoretischen bzw. methodischen Defiziten im Literaturstand zusätzliche Ansätze zur Identifikation strompreisbeeinflussender Faktoren eruiert und einer Evaluierung unterzogen werden.

### **1.3 Gang der Untersuchung**

Diese Arbeit beruht auf einer vorwiegend ökonomischen Betrachtungsweise, greift aber hier und da Erklärungsansätze anderer Wissenschaftsbereiche auf, um eine möglichst umfassende und fundierte Herangehensweise an die Problemstellungen zu gewährleisten. Dennoch ist eine Beurteilung der Forschungsfragen aus (rein) technischer, juristischer, gesellschaftlicher oder ökologischer Perspektive den jeweiligen anderen Disziplinen vorbehalten.

Das Hauptaugenmerk liegt generell auf Strombörsen im deutschen Marktgebiet, wobei sich der Betrachtungshorizont im Verlauf der Arbeit auf eine Vielzahl in Europa befindlicher, börsengestützter Energiegroßhandelsmärkte erweitert. In der Fülle und Ausgiebigkeit sind die durchgeführten empirischen Analysen und deren Erkenntnisse so (bisher) nicht existent.

Zunächst eröffnet Abschnitt 2 mit einer zentralen Begriffsabgrenzung zum Handel von elektrischer Energie und widmet sich dabei vornehmlich Zeit, Raum und Motiven dieser unternehmerischen Tätigkeit. Weiterhin vermittelt dieses Kapitel ein grundsätzliches Verständnis zur Funktionsweise gängiger regenerativer Energieanlagen, um deren (einzelne) ökonomische Bedeutung für anschließende Problemstellungen und Analysen zu motivieren. In diesem Zusammenhang wird zudem der aktuelle Forschungsstand zur tendenziell möglichen (vollständigen) Energiebereitstellung aus selbigen Quellen beleuchtet. Gleichmaßen gilt es hier wesentliche Aspekte des rechtlichen Rahmens aufzuzeigen, der Erzeugung, Transport, Direktverkauf (durch Energieversorger) sowie insbesondere den Handel des physischen Guts Strom umschließt.

Das nächste Grundlagenkapitel (Abschnitt 3) setzt mit der Erarbeitung eines theoretischen Fundaments fort, welches im Wesentlichen auf zentralen Erkenntnissen der Neuen Institutionenökonomik beruht, die daraufhin in die Abschnitte 4 bis 7 in die Formulierung und Beantwortungen der dortigen Fragenstellungen einfließen. Im Fokus stehen hierbei im Besonderen eine Auseinandersetzung mit dem Informationsbegriff sowie eine Würdigung der Transaktionskostentheorie samt deren Übertragbarkeit auf den börsengestützten Energiehandel.

Darauf aufbauend erarbeitet Abschnitt 4 ökonometrische Ansätze zur regressionsgestützten Modellierung von Börsenstrompreisen im Allgemeinen. Mittels Tagesstunden individueller Zeitreihenmodelle samt Integration erneuerbarer Energieeinspeisemengen sowie weiterer energie(preis)naher Parameter werden Regressionsansätze zur Schätzung von Börsenstrompreisen entwickelt. Zur grundhaften Abbildbarkeit des tagessvolatilen Preisverlaufs dienen Terme autoregressiver (AR) und generalisierter autoregressiver bedingt heteroskedastizitärer (GARCH) Natur, welche sich seit geraumer Zeit im finanzwirtschaftlichen Forschungskontext<sup>43</sup> großer Popularität erfreuen.

Die anschließende Prognose von Preisen an der deutschen Strombörse bildet den Kern des Kapitels 5, wobei die in Abschnitt 4 gewonnenen Modellansätze dafür den Ausgangspunkt bilden. Da die Vorhersagequalität entscheidend (negativ) durch die charakteristischen Attribute von Strom determiniert wird und sich systematische Prognosefehler potenziell auf die Erreichung finanzieller Unternehmensziele auswirken, werden die erarbeiteten Modellansätze methodisch angepasst. Das Ziel besteht vornehmlich darin, auf die Zielgröße Börsenstrompreis abgestellte Transformationsansätze zu identifizieren und bewerten, die sich durch generell eine bestmögliche Einsatzbarkeit für die zugrundeliegenden Modelle auszeichnen und zu größtmöglicher Vorhersagepräzision sowie Senkung von Marktpreisrisiken beitragen.

Mit dem vorletzten Schwerpunktabschnitt 6 bewegt sich die Analyse (kurzfristiger) Börsenstrompreiseinflüsse weg von augenscheinlich direkt einwirkenden (regenerativen) Energiegrößen hin zu eher latent Einfluss nehmender Gesetze des institutionellen Rahmenwerks, gegenüber denen der börsliche Stromhandel parallel exponiert sein

---

<sup>43</sup> Vgl. stellvertretend Garcia et al. (2005); Weron (2006), S. 113f. und Efimova/Serletis (2014).

könnte. Unter Anwendung der Ereignisstudienmethodik soll demonstriert werden, wie das Gros aktueller, regenerativer Energie betreffender Regelwerke im Zeitraum 2011 bis 2017 das Marktverhalten von Akteuren an Strombörsen beeinflusst hat.

In Kapitel 7 greift diese Arbeit zuletzt das Phänomen negativer Strompreise auf, das im Vergleich zu ähnlichen Märkten mit homogenen Gütern ein (Quasi-)Alleinstellungsmerkmal des Energiegroßhandels darstellt. Neben Erklärungsansätzen zum Aufkommen und einem Abriss zur evolutionären Entwicklung negativer Strompreise wird die modellgestützte Prognostizierbarkeit sowie der Umgang der ungewöhnlichen Markterscheinung mittels regulatorischer Instrumente diskutiert.

Zusammengefasst wird die Arbeit in Kapitel 8. Daneben werden abschließend Perspektiven der weiteren Forschung präsentiert.

## 2 Grundlagen zum Energiehandel und erneuerbaren Energien

Dieser Abschnitt verfolgt die Behandlung zentraler Begriffe des Stromhandels und regenerativer Energien. Im Mittelpunkt steht eine Abgrenzung von kurz- und langfristigen Stromhandel, wobei zunächst die Thematik durch einen historischen Abriss<sup>44</sup> in Kapitel 2.1 über die Nutzung elektrischer Energie eingeleitet wird. Dabei werden wesentliche geschichtliche Ereignisse von ersten experimentellen Versuchen mit elektrischer Energie bis zur Entwicklung des börsengehandelten Energiehandels skizziert. Dieser Gesamtüberblick bildet die Basis zur weiteren Darstellung der zeitlich differenzierbaren Marktformen Spot- (Kap. 2.2) und Terminhandel (Kap. 2.3), wobei auf erstere der Fokus gelegt wird. Die Schwerpunktlegung hin zum Energiehandel kurzfristiger Natur begründet sich in der höheren Liquidität<sup>45</sup> von dort gehandeltem und physisch ausgeliefertem Strom. Des Weiteren besteht die Intention des Grundlagenkapitels in der Erörterung wesensbestimmender Merkmale der einzelnen regenerativ betriebenen Energieträger (Kap. 2.4) mit dem Ziel, die Interdependenz zwischen juristischen, technischen, sozialen sowie ökonomischen Gegebenheiten zu verdeutlichen und deren (Teil-)Relevanz im Energie(großhandels)markt einzuordnen. Abgerundet werden die Darlegungen mit einem Abriss zu (möglichen) Anknüpfungspunkten des EEG und Merit-Order zum börsengestützten Energiehandel (Kap. 2.5) sowie um eine zusammenfassende Betrachtung der bisherigen Erkenntnisse in Teilabschnitt 2.6 komplettiert.

### 2.1 Entwicklung und Funktionsweise des Energiemarktes in Deutschland

Nachdem Alessandro Volta, einer der Begründer der Elektrizitätslehre<sup>46</sup>, 1769 in seiner ersten Veröffentlichung<sup>47</sup> erstmalig die wesentlichen Eigenschaften von elektrischem Strom mithilfe experimenteller Versuche nachweisen konnte, wurde bereits

---

<sup>44</sup> Da Costa Lewis (2005), S. 2–4 bietet eine skizzenhafte Darstellung zu geschichtlichen Meilensteinen.

<sup>45</sup> Zwar befinden sich die reinen Handelsvolumina von Termingeschäften im deutsch-österreichischen Marktgebiet etwa auf dem zehnfachen Niveau von Kassatransaktionen, tatsächlich werden aber erstere primär zur finanziellen Absicherung und eben kaum zur physischen Lieferung von Strom eingesetzt, vgl. European Energy Exchange (2018a), S. 51f.

<sup>46</sup> Vgl. zur Biografie und Schaffen des italienischen Wissenschaftlers Potamian/Walsh (1909), Kap. 5.

<sup>47</sup> Vgl. die Originalschrift von Volta (1769).

1790 durch zufällige Experimente<sup>48</sup> von Luigi Galvani der Grundstein zur Energiespeicherung gelegt. Basierend darauf konstruierte Volta um 1800 die sogenannte „Volta’sche Säule“, welche den ersten Speicher in Form einer Batterie<sup>49</sup> darstellt. Volta erkannte, dass elektrischer Strom durch einen gezielten Elektronenfluss vom Minus- zum Pluspol innerhalb eines geschlossenen Stromkreises entsteht. Weiterhin komplettieren die Entdeckung des Induktionseffekts durch Faraday (1831) und des elektrodynamischen Prinzips durch Werner von Siemens (1866) sowie insbesondere die Anfänge der industriellen Glühlampenproduktion durch Thomas Edison (1879)<sup>50</sup> die historischen Meilensteine bei der Nutzung von elektrischer Energie. Die elektrische Beleuchtung mithilfe einer Glühlampe stellte die erste substanzielle Einsatzmöglichkeit von Elektrizität dar. Die zuvor dominierenden Leuchtgaslampen wurden damit sukzessiv substituiert, denn im Gegensatz zu ihnen kann die Lichthelligkeit einer Glühlampe geregelt werden und zudem kann die Benutzung als weitestgehend ungefährlich<sup>51</sup> eingestuft werden. Ihr maßgeblicher Nachteil bestand einzig in den hohen Kosten<sup>52</sup>, da Licht seiner Zeit ein Luxusgut darstellte.

Obwohl ein flächendeckendes Verständnis über die vollumfängliche Nutzbarkeit von elektrischem Strom innerhalb der Bevölkerung bis Ende des 19. Jahrhunderts in Deutschland nicht existierte<sup>53</sup>, zeichnete sich weiterhin ein zunehmender Bedarf für elektrische Anwendungen<sup>54</sup> ab. Um etwa die Nachfrage nach flächendeckender Beleuchtung im öffentlichen als auch privaten Sektor (hauptsächlich Unternehmen) so-

---

<sup>48</sup> Galvani führte Versuche mit Froschschenkeln an Messinghaken durch, wobei er zunächst falsche Schlüsse über die zugrundeliegenden elektrochemischen Vorgänge zog, vgl. Crastan (2012), S. 467f.

<sup>49</sup> Vgl. grundlegend Crastan (2012), S. 468; zur Resonanz auf die Erfindung der Volta’schen Säule seinerzeit Berzelius (1810), S. 269–270. Ebenfalls in diesem Kontext von großer Relevanz sind die Arbeiten von Ampère, vgl. dazu stellvertretend Ampère (1821).

<sup>50</sup> Vgl. Schwab (2015), S. 11.

<sup>51</sup> Vgl. Dittmann (2009), S. 58f.

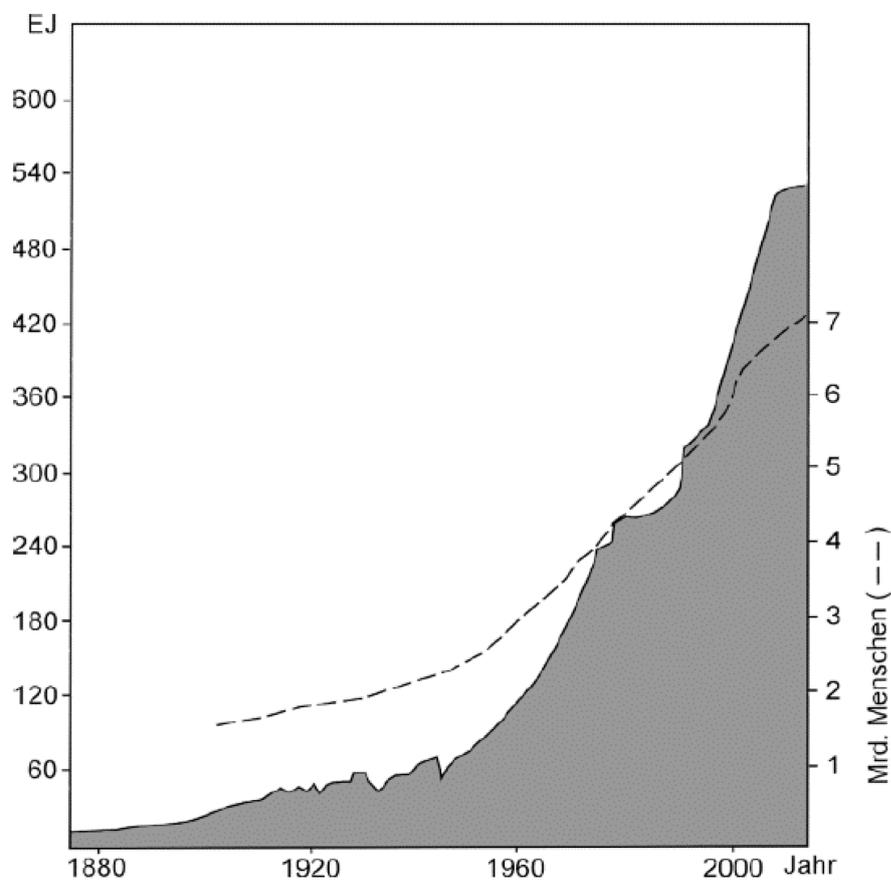
<sup>52</sup> Für eine Kilowattstunde um 1880 wurden 80 Pfennige veranschlagt, zusätzlich kostete der Hausanschluss 250 Mark und die Glühlampe musste für 6 Mark im Monat gemietet werden. Bereits 1904 reduzierte sich der Preis für eine Kilowattstunde auf die Hälfte, vgl. hierzu Dittmann (2009), S. 59.

<sup>53</sup> Vgl. am Beispiel von Deutschland Hartwig (1894), S. 9f. Für eine kurze, heute gültige Definition von elektrischem Strom vgl. Osterhage (2014), S. 29.

<sup>54</sup> Bereits mit Einsetzen der Industrialisierung am Ende des 18. Jahrhunderts in Europa entwickelte sich ein Bedarf nach einer öffentlichen Lichtversorgung, welcher im Verlauf der Epoche stetig zunahm, vgl. dazu Grathwohl (1983), S. 8.

wie vereinzelt Elektromotoren bedienen zu können, wurden um 1900 in Deutschland bereits 94 Elektrizitätswerke<sup>55</sup> betrieben. Die fortschreitende Industrialisierung in Westeuropa, Japan und den Vereinigten Staaten von Amerika zu Beginn des 20. Jahrhunderts führte zu einer stetigen Erhöhung des weltweiten Energieverbrauchs<sup>56</sup>. Zunächst in moderater Weise, stieg selbiger ab 1950 in Abhängigkeit der Weltbevölkerung progressiv an, wie Abbildung 1 verdeutlicht.

Abb. 1: Entwicklung des weltweiten Energieverbrauchs<sup>57</sup>



Die Abbildung illustriert die Entwicklung des Energieverbrauchs (linke Ordinatenachse) gemessen in Exajoule (EJ) und des Bevölkerungswachstums (rechte Ordinatenachse) über den Zeitverlauf (Abszisse). Insgesamt lässt sich ein gleichgerichteter Verlauf beider Kurven erkennen.

<sup>55</sup> Vgl. Grathwohl (1983), S. 8.

<sup>56</sup> Vgl. Allianz Umweltstiftung (2016), S. 4. Hierbei ist zu beachten, dass neben dem Verbrauch elektrischer Energie ebenso alle weiteren zur jeweiligen Zeit verfügbaren sowie genutzten Energieformen (thermische und chemische) integriert sind.

<sup>57</sup> Quelle: Diekmann/Rosenthal (2014), S. 6.

Grundsätzlich gilt elektrische Energie aus physikalischer Sicht als die hochwertigste aller Energieformen<sup>58</sup>, denn im Gegensatz zu anderen Energiearten, insbesondere zur thermischen Energie, kann sie in jede andere Energieform (mit relativ geringen Wirkungsgradverlusten) umgewandelt werden. Daraus resultiert gemeinhin ein sehr breites Einsatzgebiet für elektrischen Strom. Obwohl Wärmeenergieanwendungen als Nutzenergie<sup>59</sup> einen zentralen Bestandteil des Energieverbrauchs sowohl in Haushalten als auch in Unternehmen<sup>60</sup> darstellen, haben sie aufgrund ihrer fehlenden großflächigen oder nur mit vergleichsweise hohen Transaktionskosten behafteten Verteilungsfähigkeit als Handelsware keine Relevanz im Rahmen des börsenmäßigen Energiehandels. Außerdem stellt thermische Energie eine qualitativ minderwertige Energieform dar: ihre Transformation in eine höherwertige Energieform, wie elektrische Energie, ist nicht nur mit hohen technischen Verlusten begleitet oder aufgrund der geringen Nutzenergiemenge (Exergie<sup>61</sup>) überhaupt nicht möglich. Schließlich bildet thermische Energie – als ökonomisch und technisch nicht sinnvoll handelbares Gut – kein Untersuchungsgegenstand der Arbeit.

Dagegen stellt elektrische Energie zum einen ein homogenes Handelsgut dar. Zum anderen ist sie von artverwandten Gütern durch weitere spezifische Charakteristiken abgrenzbar. Zunächst unterscheidet sich elektrische Energie von anderen klassischen (Sach-)Gütern durch ihre Fungibilität. So erhält im Fall einer Entnahme aus dem Stromnetz der Abnehmer nicht dieselben Mengeneinheiten Strom, die unmittelbar beim Kauf zur Verfügung stand und ursprünglich in das Stromnetz eingespeist worden ist, sondern eine gleichgroße Menge (zumeist) anderen Ursprungs, wobei bei der Erzeugung und Netzentnahme keinerlei Qualitätsunterschiede bestehen. Hintergrund ist das zeitliche und räumliche Auseinanderfallen zwischen (stark schwankendem) Angebot (im Tages- bzw. Jahresverlauf) und Nachfrage.

Daneben müssen entsprechende Netzkapazitäten zur Verfügung stehen. Denn Strom als homogenes Gut unterliegt stets der Leitungsgebundenheit, um den Transport vom

---

<sup>58</sup> Vgl. Niederhausen/Burkert (2014), S. 17f. für typische Eigenschaften von elektrischer Energie, welche keine der anderen Energieformen aufweisen kann.

<sup>59</sup> Vgl. zur Systematisierung von Energie Heinrich (2015), S. 31.

<sup>60</sup> Vgl. AG Energiebilanzen (2016), passim, bes. Tab. 6.1 bis 6.3.

<sup>61</sup> Zum Begriff der Exergie als Qualitätsindikator für eine Energieform vgl. allgemein Herwig (2016), S. 9–11.

Erzeuger, über weiterverteilende Händler bzw. regionale Energieversorger (*Intermediäre*) hin zum Verbraucher zu gewährleisten. Für die Verteilung von elektrischer Energie werden vier Verbundnetze<sup>62</sup> in Abhängigkeit von der Spannungshöhe eingesetzt<sup>63</sup>:

- *Höchstspannungsnetze* (220 bis 380 kV) zum Ferntransport, auch über Ländergrenzen hinweg sowie zum Anschluss von Kraftwerksleistungen von mindestens 300 MW.
- *Hochspannungsnetze* (35 bis 110 kV) zur überregionalen Verteilung in häufig ländlichen Gebieten mit Entfernungen zwischen 50 bis 100 km und in Ballungsgebieten mit Entfernungen von 10 bis 20 km.
- *Mittelspannungsnetz* (1 bis 30 kV) zum regionalen Transport von elektrischer Energie (mit wenigen Kilometern Distanz) für Einspeisende und Nachfrager im Leistungsbereich von 50 kW hin zu einigen MW.
- *Niederspannungsnetze* (220 bis 380 V) zur örtlichen Distribution von Strommengen für weitgehend alle Tarifkunden sowie wenige (industrielle) Sonderkunden.

Über Transformatoren sind die einzelnen Spannungsebenen miteinander verbunden, so dass in sogenannten Umspannwerken die Stromspannung auf das benötigte Niveau adjustiert wird. Vorrangig dienen die vier Spannungsebenen der Erhaltung der Netzstabilität. Sowohl in Deutschland als auch in allen anderen geografisch angrenzenden Ländern werden Stromnetze im Gleichgewicht auf einem Frequenzniveau von 50 Hz betrieben, um Stromkapazitäten innerhalb von Europa über Verbundnetze zu transportieren. Dabei liegt die angestrebte Schwankungstoleranz bei 0,05 Hz. Im Fall einer örtlichen Störung erfolgt kurzfristig eine Umleitung von sogenannter Regelenergieleistung auf den nächsthöheren oder -niedrigeren Spannungsbereich zum Ausgleich der Ungleichgewichte. Übertragungs- (TSO) und Verteilnetzbetreiber (DSO) erheben

---

<sup>62</sup> In Deutschland beträgt die Gesamtlänge aller Stromnetze etwa 1,8 Mio. km, wobei das Niederspannungsnetz mit 1,168 Mio. km den größten Anteil besitzt, vgl. Schiffer (2014), S. 204.

<sup>63</sup> Bei Übertragungsvorgängen entstehen physikalisch bedingt Netzverluste in Form von elektrischer Energie, die in Wärme umgewandelt wird. Mit ansteigendem Spannungsniveau verringern sich insbesondere über weite Distanzen die entstehenden Netzverluste, vgl. Theobald/Nill-Theobald (2013), S. 16.

für die Nutzung ihrer Stromnetze<sup>64</sup> bestimmte Netzentgelte gegenüber Energieversorgern, welche sich anhand der zu transportierenden Strommenge bemessen. Die Versorgungsunternehmen wiederum sind bestrebt, selbige Kosten dann über den Endkundenstrompreis auf ihre Abnehmer zu verlagern.

Aufgrund des zumeist zeitlichen Auseinanderfallens zwischen Angebot und Nachfrage nach einer konkreten Menge Strom werden Energiespeicher als unabdingbar<sup>65</sup> erachtet. Jedoch existieren kaum wirtschaftlich und großtechnisch adäquate Möglichkeiten zur zeitlichen Trennung<sup>66</sup> von Stromerzeugung und späterer Verwendung. Pumpspeicherwerke als eine etablierte Speichertechnologie ermöglichen dagegen eine Langspeicheroption. Aktuell sind in Deutschland 31 Anlagen in Betrieb mit einer Gesamtturbinenleistung von ca. 6,4 GW<sup>67</sup>. Dennoch wird nach einer Auswertung von mehreren Studien durch Zapf (2017) mit Blick auf die Charakteristika dieser Speicher sowie das gegenwärtige Pumpspeicher-Portfolio eher ein Ausbau anderweitiger Speicherlösungen<sup>68</sup> in Verbindung mit dem maßgeblichen Ausbau von Wind- und Photovoltaikanlagen<sup>69</sup> prognostiziert. Geografische Abhängigkeiten für den benötigten Höhenunterschied zwischen Ober- und Unterbecken sowie wirtschaftliche und gesell-

---

<sup>64</sup> In Deutschland existieren für den regionalen und internationalen Stromaustausch auf Ebene der Höchstspannungsnetze die vier Übertragungsnetzbetreiber Tennet, Amprion, TransnetBW sowie 50 Hertz. Regionalverbundunternehmen betreiben im Wesentlichen Hoch- und Mittelspannungsnetze, während kommunale Energieversorgungsunternehmen alle Spannungsebenen (bis auf Höchstspannungsnetze) für den Stromtransport betreiben, vgl. umfassend zu rechtlichen Vorgaben von Stromnetzen bereits Hermes (1998), S. 30–58; aktueller Brucker (2014), S. 82–91.

<sup>65</sup> Vgl. Sterner/Stadler (2014), S. 33–35.

<sup>66</sup> Hierbei erstreckt sich die zeitliche Separierung nicht auf Sekunden bis einige Minuten (Kurzzeitspeicher), sondern auf längere Perioden im Sinne eines Langzeit- bzw. Energiespeichers. Per se stellt ein Stromnetz auch ein (Ultra-)Kurzzeitspeicher dar, da die Leitungsgeschwindigkeit von elektrischem Strom nicht unendlich hoch ist, vgl. Kurzweil/Dietlmeier (2015), S. 2f.

<sup>67</sup> Vgl. zum aktuellen Anlagenbestand Bundesnetzagentur/Bundeskartellamt (2019), S. 59 zum Zeitpunkt 2018, welcher sich etwa gegenüber 2011 nicht verändert hat, vgl. zum damaligen Stand Hartmann et al. (2012), S. 52–54.

<sup>68</sup> Vgl. ausführlich Zapf (2017), S. 131–158.

<sup>69</sup> Vgl. überblicksartig zur Entwicklung des Anlagenbestands 2017 Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2018), S. 14.

schaftliche Faktoren limitieren den Ausbau weiterer Pumpspeicherwerke. Neben selbigen werden im geringen Maße auch Druckluftspeicher<sup>70</sup>, vereinzelt Hochenergiebatterien<sup>71</sup> sowie Redox-Flow-Zellen<sup>72</sup>, (derzeit) in geringem Maß Gasspeicher<sup>73</sup> und perspektivisch Wasserstoff<sup>74</sup>, dem das größte Entwicklungspotenzial zugesprochen wird, als Langzeitspeicher eingesetzt.

Daneben besteht die Option, sofern möglich, überschüssigen Strom zur Aufrechterhaltung des Stromnetzgleichgewichts kurzfristig in länderübergreifende Verbundnetze<sup>75</sup> zu transferieren, soweit dort ad hoc ein Nachfrageüberhang besteht sowie ausreichend verfügbare Netzkapazitäten in der entsprechenden Spannungsebene vorhanden sind. Gleichzeitig erhöht sich durch den entstehenden Angebotsüberhang in Land A die dortige Netzfrequenz, so dass der Nachfrageüberhang des avisierten Nachbarlands B selbigen in gleicher Höhe ausgleichen<sup>76</sup> muss, da vom Normwert auftretende Frequenz-

---

<sup>70</sup> Gelangt überschüssige elektrische Energie ins Netz, erzeugen Kompressoren in diesen Speichern ein erhöhtes Druckniveau. Die verdichtete Luft wird in poröse Gesteinsschichten geleitet und solange dort gelagert, bis zusätzlicher Strom im Netz benötigt wird. Mittels Umleitung der Kompressionsluft in angeschlossene Turbinen kann Strom generiert werden, vgl. dazu knapp Sterner/Stadler (2014), S. 456.

<sup>71</sup> Ihre Funktionsprinzipien unterscheiden sich nicht wesentlich von dem einer herkömmlichen wiederaufladbaren Batterie. Sie grenzen sich dagegen durch ihre deutlich höhere Energiedichte ab, die es ermöglicht, höhere Mengen elektrischer Energie bei gleichem Volumen langfristig zu speichern. Vgl. ausführlich für verschiedene verfügbare und künftige Batterietypen Kurzweil/Dietlmeier (2015), S. 291–336.

<sup>72</sup> Die Funktionsweise ähnelt der einer Brennstoffzelle. Hierbei wird eine galvanische Zelle per Membran in zwei separate Halbzellen getrennt, an denen jeweils ein energiespeichernder Elektrolytebehälter angeschlossen ist. In getrennten Kreisläufen werden die Elektrolyte durch die galvanische Zelle geleitet, so dass ein Ionenaustausch (Lade- und Entladevorgang) stattfinden kann. Vgl. zur grundlegenden Funktionsweise Niederhausen/Burkert (2014), S. 161f.

<sup>73</sup> Neben klassischen, unterirdischen Erdgasspeichern in Form von Kavernen oder Behältern, ist vor allem das neuartige Power-to-Gas-Konzept zu nennen. Dabei wird (überschüssiger) Strom per Elektrolyse und anschließender Methanisierung unter Beimischung von Kohlenstoffdioxid in Methan umgewandelt. Dieses Gas kann u.a. nach geringfügiger Zuführung weiterer Stoffe ins bundesweite Erdgasnetz eingespeist und bei Bedarf in Gaskraftwerken rückverstromt werden. Vgl. dazu einleitend Zapf (2017), S. 165–167. Für Bewertungsverfahren zum betriebswirtschaftlichen Nutzen von Gasspeichern vgl. Borchert et al. (2009), passim, bes. S. 281–291.

<sup>74</sup> Durch Elektrolyse wird aus elektrischem Strom und destilliertem Wasser reiner Wasserstoff gewonnen, der in speziellen Tanks gespeichert wird. Um mit selbigem zur Strom herzustellen, wird Wasserstoff samt einem Oxidationsmittel einer Brennstoffzelle zugegeben. Vgl. dazu zusammengefasst Deutsche Energie-Agentur (2008), S. 65f.

<sup>75</sup> In Europa werden sämtliche Stromnetze synchron mit einer Normfrequenz von 50 Hz betrieben, so dass ein transnationaler Stromaustausch jederzeit stattfinden kann, vgl. Heuck/Dettmann/Schulz (2013), S. 525.

<sup>76</sup> Die Netzfrequenz wird seit der europäischen Strommarktliberalisierung auf allen Spannungsebenen im gesamten Verbundsystem Europas durch Egalisieren von Angebots- und Nachfrageüberhängen

differenzen die Funktionsfähigkeit der Stromnetze in ganz Europa gefährdet. Der Ausgleich von Frequenzschwankungen obliegt den Übertragungsnetzbetreibern, indem sie sogenannte Regelleistung in das Netz ein- oder ausspeisen, soweit sie den zusätzlichen Schwankungen durch länderübergreifenden Stromimporte und -exporte entgegenwirken können. Dabei hält Bardt (2010) eine Assimilierung der Strompreise, nicht zwangsläufig auf ein niedriges Niveau, durch die sukzessive Integration der verbundenen binnenländischen Strommärkte<sup>77</sup> für eine mögliche Konsequenz.

Die fehlende wirtschaftliche, großtechnische Langzeitspeicherbarkeit und limitierte regionale und im Weiteren auch supranationale Übertragungsfähigkeit (zeitlicher und technischer Art) von Strom, motiviert das Bestreben nach einem möglichst dauerhaft ausgeglichenen Verhältnis von Energieangebot und -nachfrage. Um sich dieser Herausforderung zu stellen, entschieden sich die Europäische Union und darunter die Bundesrepublik Deutschland in den 1990er Jahren, die bis dato existente Energiebranche mit ununterbrochener vertikaler Wertschöpfung zu liberalisieren, u.a. um den kurzfristigen An- und Verkauf von Strom transparenter und effizienter<sup>78</sup> zu gestalten. Mit der Initiierung der Deregulierung der einzelnen Binnenenergiemärkte zielt die EU auf die Schaffung eines wettbewerblichen, paneuropäischen Energiemarktes<sup>79</sup> ab. Die selbigen Prozess auslösende EU-Binnenmarkttrichtlinie 96/92/EG<sup>80</sup> verpflichtete zur Umsetzung auf nationaler Ebene. Die Liberalisierung begann im Verhältnis zu anderen EU-Ländern erst 1998<sup>81</sup> in der strombezogenen Energiewirtschaft Deutschlands. Von maßgeblicher Bedeutung ist hierbei die Entflechtung<sup>82</sup> der (vertikalen) Wertschöp-

---

jederzeit unter Ausnutzung des Toleranzbereichs von 0,05 Hz aufrecht erhalten, vgl. Brunekreeft (2003), S. 51.

<sup>77</sup> Unter anderem durch die Öffnung verschiedener europäischer Strommärkte ergibt sich ein umfangreicher Bedarf zum Ausbau der Stromnetze samt ihren Verknüpfungspunkten (Kuppelstellen) zur Integration der nationalen Energiemärkte, vgl. dazu Bardt (2010), S. 40 i.V.m. Bardt (2005), S. 36f.

<sup>78</sup> Vgl. einführend m.w.N. Henseler (2006), S. 9–11.

<sup>79</sup> Vgl. die Aussage von Spicker (2014), S. 15; bes. in den Jahren 2005 und 2011 wurde die Entflechtung der Übertragungsnetze aus der Wertschöpfungskette der EVU von staatlicher Seite nachdrücklich forciert. Ansätze kostenbasierter Natur zur sukzessiven Einbeziehung europäischer Energiesysteme bieten Rodriguez/Becker/Greiner (2015), S. 662–666.

<sup>80</sup> Vgl. Ströbele/Pfaffenberger/Heuterkes (2012), S. 232.

<sup>81</sup> Maßgeblich initiiert durch das Inkrafttreten des Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG) vom 24.04.1998. Seitdem erfolgte eine einmalige Gesetzesnovellierung in der Fassung vom 07.07.2005 (BGBl. I S. 1970) und wurde zuletzt geändert durch die Fassung vom 19.02.2016 (BGBl. I S. 254).

<sup>82</sup> Der Begriff der Entflechtung kann in fünf verschiedene Ausprägungen unterschieden werden. Als zwingend notwendig erachtete die EU zunächst nur das gesellschaftsrechtliche Unbundling, vgl.

fungskette von Strom – häufig als „Unbundling“ bezeichnet – welche sich in buchhalterischer, informatorischer, organisatorischer, gesellschaftsrechtlicher<sup>83</sup> Hinsicht sowie im weitesten Sinne in Form einer eigentumsrechtlichen<sup>84</sup> Sondierung über die bisherige vertikale Wertschöpfungskette erstreckt.

Zuvor war der deutsche Energiemarkt insbesondere durch abgegrenzte Gebietsmonopole auf regionaler Ebene sowie einer stark konzentrierte Unternehmensstruktur<sup>85</sup> charakterisiert. Von zentraler Relevanz waren in diesem Zusammenhang die langfristig ausgestalteten Demarkations- und Konzessionsverträge. Erstere dienten zur territorialen Abgrenzung der Versorgungsbereiche<sup>86</sup> zwischen den Energieversorgungsunternehmen (EVU) bzw. einem EVU und einer Gebietskörperschaft<sup>87</sup>. Folgerichtig unterließen Unternehmen die Versorgung im Gebiet des anderen. Gleichzeitig trugen Langzeitlieferverträge<sup>88</sup> zur Erhaltung von existenten regionalen Gebietsmonopolen bei, die wiederum zu überhöhten Endverbraucherpreisen<sup>89</sup> führten. Damit entwickelte sich der ursprüngliche Dreiklang von Erzeugung, Übertragung und Verkauf in Form einer geschlossenen, leitungsgebundenen Wertschöpfungskette<sup>90</sup> (siehe Abb. 2), welche vollständig durch die EVU abgedeckt wurde.

Der fehlende unmittelbare Wettbewerb zwischen den EVU führte auf Nachfragerseite zu einer sehr benachteiligten Wettbewerbsposition hinsichtlich der (überschaubaren) Auswahl potenzieller Stromanbieter samt deren nahezu unangreifbaren Preismonopole. Im Regelfall sah sich der Endkonsument sogar nur einem auswählbaren Versorgungsunternehmen gegenüber. Die vom Gesetzgeber postulierten monopolistischen

---

bes. Erdmann/Zweifel (2010), S. 334f. Im deutschen Recht (EnWG) sind mittlerweile alle Formen der Entflechtung verankert, vgl. dazu überblicksartig Knauff (2019), S. 144–146.

<sup>83</sup> Vgl. weiterführend zu den verschiedenen Erscheinungsformen der Entflechtung Koenig/Kühling/Rasbach (2012), S. 144–146.

<sup>84</sup> Vgl. Konstantin (2013), S. 46.

<sup>85</sup> Vgl. zunächst Schwabe (1993), S. 18 und ergänzend Zenke/Neveling/Lokau (2005), S. 9f.; aktueller Green/Howard/Howard (2015), S. 107f.

<sup>86</sup> Die wechselseitigen Unterlassungsverpflichtungen bezogen sich zudem auf die Anlagenkapazität, Abnahmemenge sowie Spannungsebene, vgl. dazu weiterführend Schwabe (1993), S. 30–33.

<sup>87</sup> Vgl. grundlegend Evers (1983), S. 190, 200.

<sup>88</sup> Häufig wurden Verträge mit Laufzeiten von über 20 Jahren abgeschlossen, vgl. Zenke/Neveling/Lokau (2005), S. 10.

<sup>89</sup> Vgl. kurz zu Hintergründen der Entflechtung Knauff (2019), S. 143.

<sup>90</sup> Die Organisationsform bzw. Marktstruktur wurde seinerzeit durch die physischen Eigenschaften von Strom wie etwa die unbedingte Leitungsgebundenheit definiert, vgl. dazu Ströbele/Pfaffenberger/Heuterkes (2012), S. 230.

Marktstrukturen sollten eine adäquate Planungssicherheit für die Versorger bei Investitionsentscheidungen<sup>91</sup> gewährleisten. Als Gegenleistung beugten sich alle Unternehmen einer staatlichen Preisaufsicht<sup>92</sup>, was sich insbesondere in Kontrollen zur Angemessenheit der offerierten Tarife<sup>93</sup> für Nachfrager widerspiegelte.

Abb. 2: Vertikale Wertschöpfungskette vor der Liberalisierung<sup>94</sup>



Die Grafik veranschaulicht die integrierten Wertschöpfungsstufen vor der Entflechtung des deutschen Strommarktes, die jeder Energieanbieter ohne weitere Marktakteure bereitstellen konnte.

Insbesondere sollte Wettbewerb auf den Wertschöpfungsstufen Erzeugung und Verkauf im Rahmen des Liberalisierungsprozesses gefördert werden. Die grundlegende Erwartungshaltung bestand darin, mithilfe von Wettbewerb effiziente, d.h. transaktionskostensenkende Versorgungsstrukturen zu etablieren und vergleichsweise niedrige Strompreise<sup>95</sup> für Unternehmen sowie Privathaushalte zu generieren. Des Weiteren stand der diskriminierungsfreie Zugang zu allen Energieversorgern für Nachfrager im Fokus, so dass Gebietsmonopole aufgelöst wurden.

Dahingehend erfolgte zum einen eine *Herauslösung der Netzfunktion* (Übertragung) aus der bisherigen Wertschöpfungskette bei gleichzeitiger Neupositionierung auf einer separater Wertschöpfungsstufe<sup>96</sup>, wie Abbildung 3 darstellt. Als einzige Wertschöpfungsstufe ist sie nicht gegenüber den Wettbewerbsbestrebungen seitens nationaler bzw. supranationaler Gesetzgeber exponiert, was sich hauptsächlich durch verhältnismäßig hohe Investitionskosten in die Neuerrichtung und Instandhaltung von Stromnetzen begründet. Eingeschränkt wird die mit der Wettbewerbsposition einhergehende

<sup>91</sup> Gleichzeitig stand die Vermeidung von Erweiterungsinvestitionen in parallele Leitungsnetze im Fokus, vgl. dazu Zenke (1998), S. 78.

<sup>92</sup> Vgl. Zenke/Neveling/Lokau (2005), S. 11.

<sup>93</sup> Vgl. ausführlich zur energiewirtschaftlichen Preisaufsicht Eickhof (1998), S. 18–23 und zur kartellrechtlichen Missbrauchsaufsicht Holtschneider (1980), S. 433f.

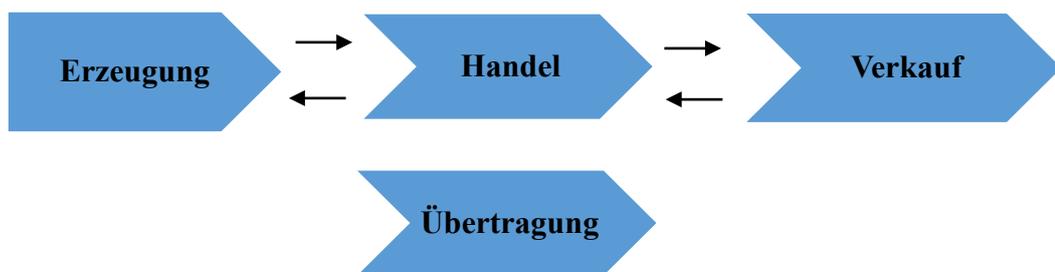
<sup>94</sup> Quelle: Eigene Darstellung.

<sup>95</sup> Vgl. Spicker (2014), S. 15.

<sup>96</sup> Vgl. Ströbele/Pfaffenberger/Heuterkes (2012), S. 13.

Marktmacht durch staatlich regulierte Entgelte für die Netznutzung<sup>97</sup> sowie die obligatorische Bereitstellung von Netzkapazitäten und -kopplungspunkten (zwischen zwei unterschiedlichen Betreibern)<sup>98</sup> gegenüber Dritten. Zum anderen ist aufgrund der vorausgegangenen Neutralisierung des Netzbereichs sowie des Wettbewerbsgebots zwischen Erzeugung und Verkauf der zwischengelagerte *Handel als neuartige Wertschöpfungsstufe*<sup>99</sup> hervorgetreten, welcher seither börslich und außerbörslich koexistent organisiert ist. Der *Verkauf* kann hierbei nun mit dem Einzelhandel gleichgesetzt werden, was schließlich die Belieferung von Endverbrauchern in Form von privaten Haushalten und Unternehmen umfasst.

Abb. 3: Entflechtung der Wertschöpfungskette nach der Liberalisierung<sup>100</sup>



In der grafischen Darstellung werden die Wertschöpfungsstufen eines liberalisierten Energiemarktes nach der Implementierung wettbewerblicher Strukturen demonstriert. Lediglich die Übertragungsfunktion über Stromnetze fungiert weiterhin gesondert als natürliches Monopol. Hinzugekommen ist im Rahmen der Liberalisierung der (Groß-)Handel von Strom.

Als eine erste frühzeitige Auswirkung der Liberalisierung führte der durch die Einführung des Energiewirtschaftsgesetzes-induzierten und bis 2003 andauernde Konsolidierungsprozess zur Fusionierung der bis dato neun existenten Verbundunternehmen zu den aktuell agierenden Großenergieerzeugungsunternehmen EnBW, RWE, E.ON und Vattenfall<sup>101</sup>, während eine Vielzahl an regionalen klein- und mittelständigen Energieversorgern entstand. Im weiteren Verlauf der 2000er Jahre begannen die vier vorge-

<sup>97</sup> Vgl. grundhaft Ambrosius et al. (2017), S. 3.

<sup>98</sup> Vgl. zum ordnungspolitischen Rahmen von Netzbetreibern Bartsch (2015), S. 115–124.

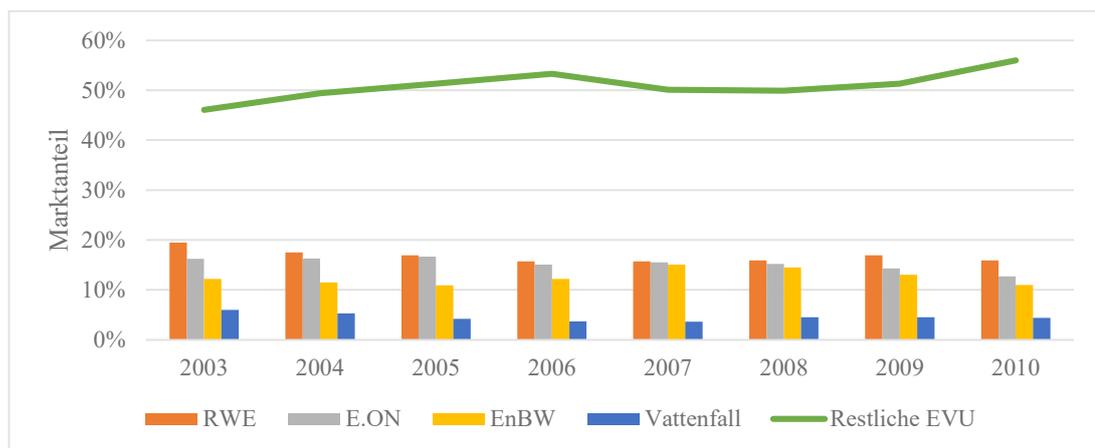
<sup>99</sup> Vgl. umfassend Zenke/Schäder (2012), S. 1–10.

<sup>100</sup> Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung der dargelegten Entwicklung von EFET (2005), Kap. 1.

<sup>101</sup> Vgl. für die beteiligten Verbundunternehmen Fricke (2015), S. 259.

nannten Großunternehmen zunehmend Unternehmensanteile an regionalen und kommunalen Stadtwerken<sup>102</sup> zu erwerben, um ihre Wettbewerbsnachteile durch die erstmalig seit der Liberalisierung entstandene oligopolistische Marktstruktur zumindest partiell zu kompensieren. Eine gegenläufige Entwicklung im Sinne einer (Re-)Kommunalisierung<sup>103</sup> kann tatsächlich seit einigen Jahren festgestellt werden. Hierbei übernehmen Kommunen ihre Energieversorgung erneut bzw. erstmalig eigenverantwortlich, indem sie die zugehörigen Unternehmen zurückkaufen. Exemplarisch verdeutlicht Abbildung 4 diese Entwicklung für den Zeitraum 2003 bis 2010, da selbige maßgeblich in dieser Periode stattfand. Der Marktanteil der verbleibenden, also nicht der vier Großen, Energieversorgungsunternehmen steigt insgesamt im Zeitverlauf, wenn auch geringfügig an.

Abb. 4: *Entwicklung der Marktanteile von Energieversorgern*<sup>104</sup>



Die Grafik stellt die Marktanteile der vier großen Energieversorger denen der verbliebenen EVU gegenüber. Die jeweiligen Marktanteile beziehen sich auf die Stromabgabemengen an Letztverbraucher. Bei der Berechnung wurden bei den vier großen EVU sämtliche konsolidierte Tochtergesellschaften berücksichtigt.

Mehrheitlich übernahmen nunmehr die Stadtwerke<sup>105</sup> als eine Vielzahl vergleichsweise kleiner Akteure die Energieversorgung (Verkauf) an Endverbraucher, was aber

<sup>102</sup> Zur Darstellung des Wettbewerbsverhaltens der Großenergieversorger in den ersten Jahren nach 1998 vgl. weiterführend Zenke/Neveling/Lokau (2005), S. 16–19. Des Weiteren dominierten die vier Energieerzeugungsunternehmen seinerzeit den Großhandel, indem sie die höchsten Kraftwerkskapazitäten besaßen und damit die größten Strommengen anbieten konnten, vgl. dazu Weigt/Hirschhausen (2008), S. 4228.

<sup>103</sup> Zum Begriff der Rekommunalisierung vgl. einführend Bauer (2012), S. 22f.; konkret im Kontext der Energieversorgung Dümke (2015), S. 150–155.

<sup>104</sup> Quelle: eigene Darstellung in Anlehnung an BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2013), S. 1. Vgl. zusätzlich für eine weiterführende Marktübersicht m.w.N. Agora Energiewende (2015a), S. 8–10.

<sup>105</sup> Vgl. zu Effekten der Rekommunalisierung Lau/Dechange/Flegel (2013), S. 20f.

nicht zwangsläufig in gleicher Weise für die Produktionsseite gilt. Gegenwärtig stellen sie in Deutschland den Einzelhandel, d.h. den Anbieter von Strom und stromnahen Dienstleistungen für private und industrielle Endkunden, dar. Ihr Potenzial wird dabei in der Verbrauchernähe und der Entwicklung sowie Umsetzung regionalspezifischer und klimaschonender Energieversorgungskonzepte<sup>106</sup> gesehen.

Überdies erfolgte die vollständige Marktöffnung aller Mitgliedsstaaten der Europäischen Union (EU) bis einschließlich 2007<sup>107</sup>. Die vorherrschende Wettbewerbssituation wird seiner Zeit von der Europäischen Kommission nicht nur als unzureichend<sup>108</sup> deklariert, sondern führte auch zu einer öffentlichen Diskussion über die Preisbildung<sup>109</sup> an Strombörsen.

Unabhängig von Unternehmensgröße und Marktanteil eines Marktteilnehmers in der Energiewirtschaft erfolgt die Beschaffung bzw. der Vertrieb von Strom nach dem in Abbildung 5 veranschaulichten Prinzip. Wie bereits vor der Liberalisierung wird ein maßgeblicher, nicht außerbörslich oder börsengehandelter Anteil an Grundlaststrom von Energieerzeugungsunternehmen mittels Langfristkontrakten<sup>110</sup> an den Einzelhandel (regionaler Energieversorger) oder direkt an Endverbraucher, zumeist mit Festpreiskonditionen für Unternehmen als auch private Haushalte, abgedeckt. Als langfristig werden hierbei Vertragslaufzeiten von maximal einem Jahr<sup>111</sup> verstanden. Mittel- und primär Spitzenlastmengen werden monats- oder wochenweise von Stromproduzenten zu- und an Energieversorger oder Endkunden verkauft. Dagegen kann der Vertrieb kurzfristig verfügbarer bzw. der Einkauf temporär benötigter Kapazitäten statt bisher ausschließlich auf Basis von individuell kontrahierten Langfristverträgen, auch

---

<sup>106</sup> Vgl. ausführlich zu regionalen Konzepten i.V.m. Speicherlösungen Wawer et al. (2018) sowie zu Perspektiven der Stadtwerke Bontrup/Marquardt (2011), S. 393f.

<sup>107</sup> Vgl. Ritzau/Schuffelen (2012), S. 78.

<sup>108</sup> Erste positive Effekte bei der Wettbewerbsförderung konnten im Zuge der Liberalisierung verzeichnet werden, vgl. zustimmend Schiffer (2011), S. 285. Dennoch besteht eine hohe Konzentration innerhalb großer Energieerzeuger. Speziell nutzen selbige ihre Marktmacht zur Durchsetzung von erhöhten Börsenstrompreisen. Weiterhin werden mangelnde Integration zw. den Energiemärkten, ineffizientes Handeln von Regulierungsinstitutionen sowie die unzureichende Unabhängigkeit von Netzbetreibern als limitierende Faktoren für einen funktionsfähigen europäischen Stromhandel genannt, vgl. ausführlich den Bericht der Kommission der Europäischen Gemeinschaften (2007), S. 5f.; auch Auer (2015), S. 7f.

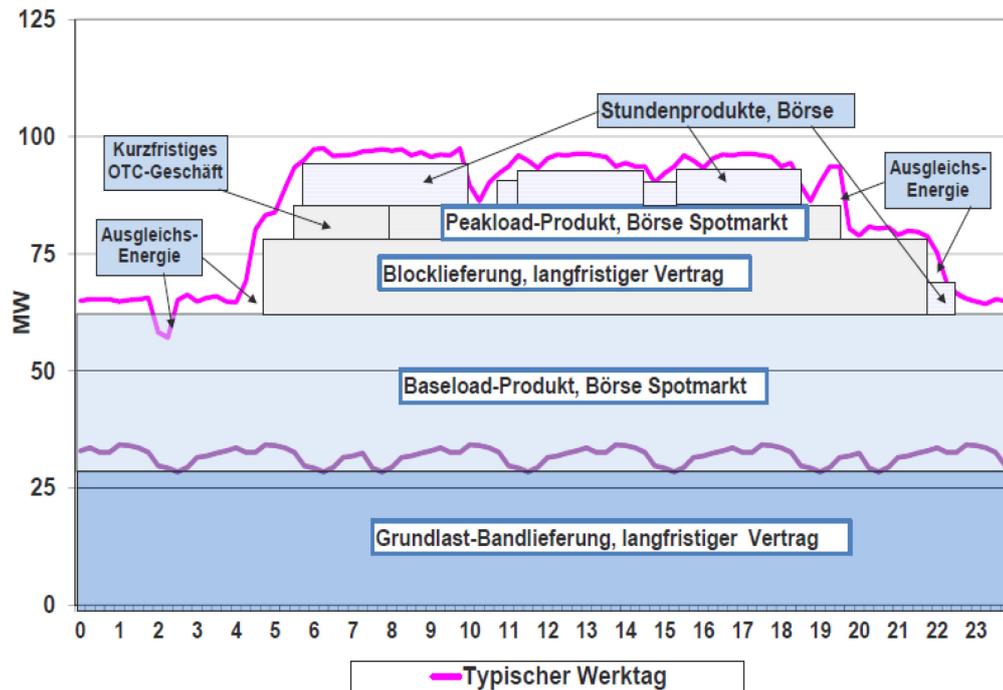
<sup>109</sup> Vgl. Brunke (2011), S. 22.

<sup>110</sup> Lastprofile variieren z.T. sehr stark in Abhängigkeit der Anwendungsgebiete und Tages-/Jahreszeit, vgl. dazu Schellong (2016), S. 401–414; grundlegender Fabrizio (2012), S. 1266.

<sup>111</sup> Vgl. Konstantin (2013), S. 66.

über den börslichen Energiegroßhandelsmarkt<sup>112</sup> abgewickelt werden. Letzteres kann nur mit sogenannter Ausgleichsenergie, aber nicht mit Regelenergie<sup>113</sup>, welche zur Vermeidung von Netzausfällen eingesetzt wird, praktiziert werden.

Abb. 5: Strombedarfsabdeckung eines Energieversorgers<sup>114</sup>



Die Abbildung veranschaulicht ein typisches Beschaffungsportfolio eines Energieversorgers auf Tagesbasis, gestaffelt nach Zeitstunden. Dabei haben langfristige Verträge in diesem Kontext lediglich eine Laufzeit von max. einem Jahr mit der Möglichkeit einer Verlängerung um ein weiteres Jahr. Kurzfristige Kontrakte umfassen dagegen einen stunden- oder tagesweiten Zeithorizont. Dabei kennzeichnet die obere Kurve die prognostizierte, zusätzliche Mittellast, die eine Strombelieferung nur an Werktagen vorsieht, während die untere Kurve die jederzeit für Endverbraucher bereitzustellende Grundlastmenge symbolisiert.

Der Großhandel – als integraler Bestandteil liberalisierter Strommärkte – stellt den übergeordneten Begriff sowohl für den individuellen, bilateral abgewickelten Over-

<sup>112</sup> Vgl. Schnorr (2016), S. 41–43.

<sup>113</sup> Regelenergie dient ebenfalls zum kurzfristigen Ausgleich von Stromengpässen und wird oft über schnell anfahrbare Kraftwerke bereitgestellt. Sie darf ausschließlich über sogenannte Regelleistungsmärkte beschafft oder verkauft werden, vgl. Rolli (2011), S. 33.

<sup>114</sup> Quelle: Konstantin (2013), S. 67. Für eine weiterführende Erläuterung zu Beschaffungsportfolios vgl. Horsch (2009), S. 47–51; zu Entscheidungsunterstützungssystemen zur optimierten Portfoliobildung vgl. Köpp/Mettenheim/Breitner (2013), S. 43–45.

the-Counter (OTC)-Handel als auch für den Börsenhandel dar, wobei ersterer von beiden bis dato, wenn auch mit rückläufiger Tendenz, die größere Relevanz<sup>115</sup> hinsichtlich gehandelter Volumina besitzt. Nichtsdestotrotz orientieren sich Akteure bei OTC-Transaktionen an Marktpreis(signal)en von börslich gehandelten Stromprodukten. Obwohl sich nunmehr zwei nebeneinander existierende Handelsformen herauskristallisiert haben, liegt der Fokus der Arbeit ausschließlich auf dem börsenmäßigen Stromhandel. Dabei orientiert sich letzterer grundlegend an der Funktionsweise von Finanzbörsen, wobei Parallelen nach einem kurzen historischen Abriss von Börsen im Allgemeinen aufgezeigt werden.

Ursprünglich wurde der Begriff „Börse“ als Marktplatz für den Handel von Geld und Wertpapieren im Mittelalter, insbesondere im 14. Jahrhundert<sup>116</sup> geprägt. Es wird vermutet, dass sich die Bezeichnung selbst sich seinerzeit von einer Patrizierkaufmannsfamilie aus Brügge mit Namen „van der Beurse“<sup>117</sup> ableitet. Des Weiteren finden sich Anhaltspunkte im lateinischen ("bursa") und griechischen ("byrsa") Sprachspektrum<sup>118</sup>, die auf den heutigen Wortstamm des Wortes „Börse“ hindeuten. Grundlegend konnte hier bereits der Zusammenhang zwischen Handelsplätzen und monetären Transaktionen hergestellt werden. Im 20. Jahrhundert konkretisierte sich die Verbindung von organisierten Tauschgeschäften und verschiedenartig ausgestalteten Wertpapierarten. Nach Machlup (1931) werden auf Börsen „Umsätze in Effekten – in fungiblen Wertpapieren, welche das Recht auf den periodischen Ertrag eines Anlagekapitals verbrieften – bewirkt [...], [hierbei ist] belanglos, wie oft diese Anteilsrechte am Realkapitalertrag ihren Besitzer wechseln und zu welchen Kursen dies geschieht“<sup>119</sup>. Als wesentlicher Entwicklungsschritt ist hierbei die Existenz von verschiedenartigen, aber allesamt fungiblen Finanzinstrumenten, die bestimmte Rechte und Pflichten für

---

<sup>115</sup> In 2008 umfasste die OTC-gehandelte Strommenge mehr als das Doppelte der an Börsen gehandelten Volumina, allerdings mit sinkender Tendenz, vgl. Spicker (2014), S. 98f.

<sup>116</sup> Durch die Einführung eines ersten rechtlichen Rahmenwerks für Kreditwechsel, die fortan an verschiedenen Orten regelmäßig eingelöst und gehandelt worden, wurden die wesentlichen Grundbausteine für Börsen gelegt, vgl. ausführlich zur historischen Entstehung von Geld- und Wechselbörsen in Deutschland Walter (1992), S. 15–68.

<sup>117</sup> Die Familie besaß ein Haus mit großem Innenhof, welcher als Übernachtungsmöglichkeit für Kaufleute und deren Zusammentreffen für Handelsaktivitäten diente. Zudem verzierten sie ihr Anwesen mit ihrem Geschlechterwappen: „drei Geldbeutel im Felde“, vgl. Funck (1988), S. 24.

<sup>118</sup> In der deutschen Übersetzung bedeuteten sie „Fell“, „Leder“ bzw. „Geldtasche“, vgl. Wahrenburg (2001), S. 59.

<sup>119</sup> Machlup (1931), S. 23.

die handelnden Akteure verkörpern, festzuhalten. Eine aus heutiger Sicht zutreffende Definition mit institutionenökonomischer Sichtweise bietet Schneider (2011), nach dem eine Börse grundlegend als eine Institution im Sinne einer „über Regelsysteme geordnete Menge an Handlungsabläufen“<sup>120</sup> verstanden werden kann.

Die zuvor fundamental wichtige Ortsgebundenheit, worauf der Fokus in der Anfangsphase des allgemeinen börsenmäßigen Handels lag, ist mittlerweile obsolet geworden. Durch die Implementierung eines vollautomatisierten, elektronischen Börsenhandels<sup>121</sup> erhält anstelle des geografischen Ortes die zentralisierte, konzentrierte und systematisierte Vertragsabschließung die größte Bedeutung. Eine bedeutende Konsequenz ist der in diesem Zusammenhang substanziell gestiegene Automatisierungsgrad börslicher Prozesse, was sich insbesondere bei der Informationsbeschaffung und -verteilung gegenüber dem (historischen) präsenten Handel<sup>122</sup> sowie der extrem gesunkene Zeitbedarf zur Durchführung der Handelsgeschäfte äußert. Damit herrscht an vollautomatisierten Börsen ein höherer Standardisierungsgrad im Vergleich zu Internethandelsplattformen und vor allem zu OTC-Transaktionen vor, was sich in einer grundlegenden Reduzierung von Transaktionskosten<sup>123</sup> für Handelsteilnehmer niederschlägt.

Im Unterschied zu klassischen Wertpapierbörsen können Akteure an Strombörsen nicht auf Informationen zur Bonität von Finanzinstrumenten bzw. deren Emittenten etwa durch Credit Rating Agencies (CRA)<sup>124</sup> oder vergleichbaren Institutionen zu-

---

<sup>120</sup> In diesem Fall am Beispiel der Wertpapierbörse Schneider, Dieter (2011), S. 22. Zum November 2007 wurde der Börsenbegriff nach §2 Abs. 1 BörsG als eine teilrechtsfähige Anstalt des öffentlichen Rechts manifestiert, welche die Aufgabe hat das Zustandekommen von Verträgen zwischen Käufern und Verkäufern über den Kauf dort zum Handel zugelassener Wirtschaftsgüter und Rechte zu unterstützen, vgl. dazu knapp Perridon/Steiner/Rathgeber (2016), S. 185; Specht-Jonen/Wunke (2009), S. 753. Für weitere Definitionen i.V.m. dem Börsengesetz vgl. ergänzend Di Noia (1998), S. 10–12; analog Domowitz/Lee (1998), S. 7; kritisch mit Blick auf die Rechtsform von Börsen Segna (1999), S. 145–152. Eine ausführliche Betrachtung zur existenziellen Begründung von (Strom-)Börsen aus neoinstitutionsökonomischer Perspektive erfolgt in Kapitel 3.4.

<sup>121</sup> Vgl. grundlegend Schanz (2007), S. 395; ausführlicher Tolkmitt (2007), S. 70–80; weiterführend zum vollelektronischen Handelssystem Xetra Riess (2006), S. 12f.

<sup>122</sup> Dies gilt vorrangig für den elektronischen Handel, wobei selbiger und der Präsenzhandel nach wie vor im Wertpapierhandel koexistieren, vgl. Franke/Hax (2009), S. 65; ferner auch Kumpan (2006), S. 215f.

<sup>123</sup> Vgl. ausführlich Kap. 3.3 zum Transaktionskostenansatz.

<sup>124</sup> Zur Wirkung von Credit Ratings, insbesondere über einen definierten Zeitraum, am Beispiel von europäischen Anleihe- und Aktienmärkten vgl. Hundt (2015), passim, bes. S. 190–257.

rückgreifen. Sowohl börslich gehandelte Wertpapiere als auch Strom weisen Fungibilität<sup>125</sup> im Sinne eines homogenen Gutes auf, jedoch werden ausschließlich für erstere Ausfallwahrscheinlichkeiten von Ratingagenturen prognostiziert. Zwar weisen allgemein unmittelbar oder mittelbar am Börsengeschehen teilnehmende Akteure unterschiedliche Grade an Wissensdefiziten<sup>126</sup> auf, was grundsätzlich für eine Existenzberechtigung von Ratings spricht, doch stellt Strom als Commodity kein verschiedenartig ausgestaltbares, langfristiges Investitionsgut dar.

Überdies erfolgt nach Vertragsabschluss an der Energiebörse kein physischer Tausch zu einem beliebigen Zeitpunkt im traditionellen Sinne einer Handelsware, sondern anhand einer Lieferung über einen bestimmten Zeitraum mit festgelegter Dauer. In Vorbereitung auf den Liefervorgang der erworbenen Menge elektrischer Energie wird selbige beim Energieversorger über Netzeinsatzpläne bereitgestellt.

Als essentielle Bedingung für einen langfristig funktionierenden Börsenhandel wird ein adäquates Maß an Liquidität<sup>127</sup> erachtet. Selbiger Begriff in Bezug auf den börsenmäßigen Handel bezieht sich auf Umsatzfähigkeit der angebotenen Wirtschaftsgüter sowie die Anzahl an Marktteilnehmern. Idealerweise sollten beide Kriterien möglichst von hoher Ausprägung sein. Maßgeblich sorgen sogenannte *Market Maker* für die benötigte Grundliquidität, da sie permanent bindende Kauf- als auch Verkaufskontrakte abschließen. Insbesondere tragen börslich registrierte Market Maker zur Erfüllung des Liquiditätskriteriums bei.<sup>128</sup>

Neben Market Makern prägen hauptsächlich (lizenzierte) *Händler* – sowohl in der Käufer- als auch Verkäuferposition – und *Broker* – als Vermittler von Stromkaufgeschäften<sup>129</sup> – als weitere Akteure das Marktgeschehen von Energiebörsen. Ihre Motive

---

<sup>125</sup> Vgl. Staroßom (2013), S. 353 zur Erläuterung von Fungibilität im Kontext von Wertpapieren.

<sup>126</sup> Vgl. dahingehend ausführlich für Ausführungen zu zweistufigen Wissensdefiziten und Informationsänderungen Horsch (2008), S. 193–199. Für eine kritische Betrachtung zum Informationsüberfluss an Börsen und dessen steigenden Zuwachs infolge sukzessiv hinzukommender nutzbarer Kommunikationskanäle vgl. Kutzer (1997), S. 115–122.

<sup>127</sup> Vgl. einführend zum Qualitätsmerkmal der Liquidität Fischer/Rudolph (2000), S. 379.

<sup>128</sup> Vgl. für den gesamten Absatz Konstantin (2013), S. 48 sowie grundlegend zu weiteren Merkmalen von klassischen Wertpapierbörsen Häuser/Rosenstock (1997), S. 138. Für eine Analyse zur Liquiditätsdynamik an Aktienmärkten vgl. Kempf/Griese (2006). Vgl. weiterhin für eine empirische Untersuchung von Market Makern als liquiditätsversorgende Intermediäre am Beispiel der Deutschen Börse AG Bosch (2001), S. 157–203.

<sup>129</sup> Vgl. Freiwald (2014), S. 670.

lassen sich insbesondere beim Abschluss von Terminmarktgeschäften auf die nachstehenden Aspekte zusammenfassen<sup>130</sup>:

- Spekulation zur Realisierung von Marktchancen,
- Ausnutzung von Arbitragegelegenheiten durch Agieren auf mehreren miteinander verbunden europäischen Strombörsen zum selben Zeitpunkt sowie
- Absicherung von Preis- und/oder Volumenrisiken durch physisches und insbesondere finanzielles Hedging.

Nachfolgend werden (klassische) Spot- und Termingeschäfte an Energiebörsen thematisiert. Swapgeschäfte als eine Kombination von einem Spot- mit einem Termingeschäft werden nicht näher behandelt, weil sie nicht als Handelsprodukt im Sortiment der Strombörse *European Energy Exchange (EEX)* gelistet sind. Selbiger Handelsplatz fungiert für Deutschland und Österreich als maßgebliche Energiebörse und dient gleichzeitig als Referenzhandelsplatz für die nachstehenden Ausführungen. Die in Leipzig ansässige Handelsbörse betreibt ihr Kerngeschäft mit standardisierten Transaktionen von Strom.

## **2.2 Aufbau und Funktionsweise des Spotmarkts**

Die Existenz von Spot- oder Kassageschäften – als kurzfristige Stroman- und -verkaufstransaktionen – begründet sich vornehmlich durch das zeitlich (sehr) kurze Auseinanderfallen zwischen Kontrahierungs- und Erfüllungszeitpunkt. Die Differenz beträgt zwischen wenigen Stunden bis maximal einem Tag. Sämtliche börsenmäßigen Spotgeschäfte im Marktgebiet Deutschland und Österreich werden über die *EPEX Spot (European Power Exchange)* als ein Joint Venture der EEX mit der französischen Strombörse *Powernext*<sup>131</sup> abgewickelt. Der Marktkopplungsmechanismus der EPEX verbindet nicht nur die Marktgebiete Deutschland, Österreich und Frankreich, sondern

---

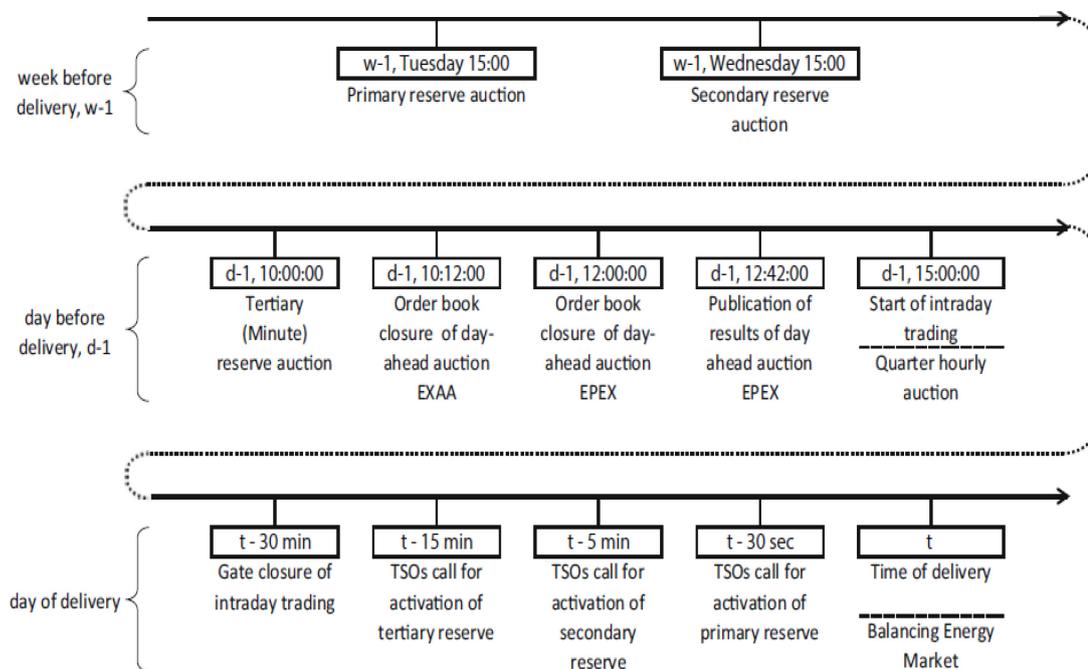
<sup>130</sup> Vgl. Hull (2015), S. 36–42; knapper Zantow/Dinauer/Schäffler (2016), S. 372.

<sup>131</sup> Vgl. Pilgram/Däuper/Fischer (2015), S. 66.

unterstützt die Einbeziehung anderer europäischer Spotbörsen<sup>132</sup> zur Realisierung eines großräumigen, supranationalen Kurzfristhandels für Strom.

Grundsätzlich steht bei Kassageschäften die Erfüllung der physischen Lieferung im Fokus, die entweder innerhalb des Kontrakttages (Intraday) oder am nächsten Tag (Day-Ahead) erfolgt. Abbildung 6 veranschaulicht den zeitlichen Ablauf der beiden kurzfristigen Handelsformen im Rahmen von börsengestützten Auktionsverfahren.

Abb. 6: Zeitlicher Ablauf des Spothandels an der EPEX<sup>133</sup>



In der Grafik wird exemplarisch der zeitliche Ablauf einer Day-Ahead- (Mitte) und Intraday-Transaktion (unten) an der EPEX illustriert. Für Börsenteilnehmer besteht zudem die Möglichkeit Regelenergiekapazitäten bis zu einer Woche vor der geplanten Lieferung (Primary, Secondary und Tertiary Reserve Auction) per Auktion zu reservieren (oberer und mittlerer Zeitstrahl). Nach Schließung der Auktionsfrist werden die Marktpreise zu den einzelnen Zeitstunden veröffentlicht (mittlerer Zeitstrahl). Die ex post folgenden physischen Lieferungen (unterer Zeitstrahl) müssen mit den Netzbetreibern der betroffenen Transfergebiete koordiniert werden. Im Anschluss an den Lieferzeitpunkt werden ggf. residuale Angebots- oder Nachfragedefizite außerbörslich mittels Ausgleichsenergie durch die Übertragungsnetzbetreiber korrigiert.

<sup>132</sup> Die Handelsfunktionen der EPEX Spot ist mit denen der Nord Pool Spot (Dänemark, Norwegen, Schweden, Baltikum) sowie der APX (Niederlande, Belgien, Luxemburg sowie Großbritannien) verbunden, vgl. dazu Graeber (2014), S. 154f. sowie Singh et al. (2016), S. 288. Über dieses Verbundnetz hinweg sind derzeit insgesamt 23 Nationen über die europäische Marktkoppelung (auch *Market Coupling* genannt) miteinander verbunden. Vgl. dazu Ringler/Keles/Fichtner (2017), S. 631 sowie European Energy Exchange (2016a), S. 10.

<sup>133</sup> Quelle: Viehmann (2017), S. 89. Vgl. zusätzlich zur Relevanz von Regel- und Ausgleichsenergie im Rahmen von börslichen Transaktionen Böwing (2016), S. 853 und Schmidt-Preuß (2016), S. 1630.

Der Day-Ahead-Handel dominiert den Intraday-Handel hinsichtlich seiner Liquidität<sup>134</sup> und besitzt demnach die höhere Relevanz für Marktakteure, auch außerhalb der Börse. Der Day-Ahead-Preis fungiert dabei sowohl als Referenzwert für außerbörsliche Spotgeschäfte als auch als Index für börsliche und, im gewissen Maß ebenfalls, für außerbörsliche Termingeschäfte<sup>135</sup>. Grundhaft werden Day-Ahead-Geschäfte entweder als *zweiseitige*, d.h. unter Angabe von Preis- und Mengenschritten, *Call-* oder *zweiseitige Continuous-Auktionen*<sup>136</sup> ausgeführt. Sie unterscheiden sich durch die Möglichkeit Einsicht in das Orderbuch (offene Gebote) nehmen zu können, die bei fortlaufenden Auktionen, sprich letzterer Variante, gegeben ist. Dagegen können bei *Call-Auktionen* keine individuellen Gebote der anderen Teilnehmer eingesehen werden.

In beiden Fällen erfolgt die Abgabe der Gebote anonym bis 12:00 Uhr (siehe Abb. 6). Börsenteilnehmer müssen bis dahin in Tabellenform ihre gewünschten Volumina in von der Börse vorgegebenen Preisspannen je Lieferzeitstunde (des nächsten Tages)<sup>137</sup> einreichen. Dabei basieren die Preisgebote seitens der Anbieter auf den (durchschnittlichen) *Grenzkosten* zur Erzeugung einer bestimmten Strommenge. Hinter diesem ökonomischen Kalkül verbirgt sich die Motivation, die Absetzbarkeit der angebotenen Stromkapazitäten zu erhöhen, wobei jeder Anbieter, der den Zuschlag erhält, einheitlich in Höhe des Marktpreises pro Einheit elektrische Energie entlohnt wird. Damit verkörpert die Differenz von Markt- zu Angebotspreis die individuelle Gewinnspanne eines Anbieters. Dagegen reichen Nachfrager ihre Gebote in tabellarischer Form ein, welche die gewünschten Mengen samt deren Preisvorstellungen<sup>138</sup> in selbst gewählten Preisschritten beinhalten.

---

<sup>134</sup> Vgl. European Energy Exchange (2018a), S. 53. Vgl. darüber hinaus für Ausprägungen von Liquidität auf Energiegroßhandelsmärkten Braun/Brunner (2018), S. 259 m.w.N.

<sup>135</sup> Würden der börsliche und außerbörsliche Day-Ahead-Preis erhebliche wertmäßige Unterschiede aufweisen, würden sich (unter Beachtung von etwaigen Transaktionskosten) Arbitragegelegenheiten herausbilden, vgl. dazu Bundeskartellamt (2011), S. 49; Bunn/Zachmann (2010), S. 255–260 sowie Zachmann (2008), S. 1668.

<sup>136</sup> Vgl. grundlegend zum Auktionsdesign von Day-Ahead-Kontrakten an der EEX Swider (2006), S. 29–31; für ein alternatives Konzept (am Beispiel von Kapazitätsmärkten) vgl. Cramton/Ockenfels (2012), S. 125–127.

<sup>137</sup> Vgl. zur Preisermittlung bei Spotgeschäften mit beispielhaften Ausführungen an der EEX Pilgram (2014), S. 380.

<sup>138</sup> Vgl. überblicksartig Pilgram (2014), S. 380f.

In Vorbereitung auf die Platzierung der Offerten können Akteure am Vortag auf Prognosen zu Einspeisemengen von diversen Energieträgern sowie Verbräuchen<sup>139</sup> zurückgreifen. Aus den final transferierten Geboten der Marktakteure führt die Börse die einzelnen Preis-Mengenvarianten nach dem sogenannten Meistausführungsprinzip<sup>140</sup> zusammen und leitet die individuellen Angebots- und Nachfragekurven pro Lieferzeitstunde ab. Aus den einzelnen Kurven der Kontrakte wird die aggregierte Angebots- und Nachfragekurve je Lieferzeitstunde gebildet. Der Schnittpunkt beider Kurven kennzeichnet den *Market-Clearing-Preis*<sup>141</sup> oder *markträumenden Gleichgewichtspreis* nach dem die Anbieter alle gleichermaßen (*Einheitspreisverfahren*) entlohnt werden. Neben einzelstündlichen Kontrakten besteht die Möglichkeit zum Handel von Blockprodukten, was die Aggregation mehrerer aufeinander folgender Stunden bedingt. Selbige orientieren sich am tageszeitgeprägten Lastverhalten<sup>142</sup> von systemrelevanten Kraftwerkparcs im Sinne der allgemeinen Netzfrequenzerhaltung in Deutschland. So wird grundlegend zwischen Off-Peak- (0-8 Uhr und 20-24 Uhr), Peakload- (8-20 Uhr) sowie Baseload-Kontrakten (0-24 Uhr)<sup>143</sup> unterschieden.

### 2.3 Charakteristika des Terminmarkts

Konträr zum Spothandel besitzen Termingeschäfte eine in der Regel signifikante zeitliche Differenz zwischen Vertragsabschluss- (Verpflichtungsgeschäft) und dem künftigen Erfüllungszeitpunkt (Verfügungsgeschäft)<sup>144</sup>, an dem sämtliche Vertragspflichten zu leisten sind. Typischerweise umfassen diese Perioden Wochen, Monate oder gar ein Jahr. Beeinflusst zusätzlich der Kassakurs des zugrundeliegenden vertraglichen Vermögensgegenstands, auch als Bezugsobjekt oder Underlying<sup>145</sup> bezeichnet, den

---

<sup>139</sup> Vgl. zur Prognose von Einspeisemengen für Spotgeschäfte Graeber/Kleine (2013), S. 414–416; auch knapper Graf/Wozabal (2013), S. 950.

<sup>140</sup> Vgl. Swider (2006), S. 30 und Grimm/Ockenfels/Zöttl (2008), S. 148–150; ferner Mount (2001), S. 312.

<sup>141</sup> Neben dem hier zugrundeliegenden Marktpreisverfahren findet das Pay-as-Bid-Verfahren Anwendung auf europäischen Strombörsen, vgl. dazu beispielhaft für den großbritannischen Energiehandel Federico/Rahman (2003), S. 179–193; mit Bezug darauf Genc (2009), S. 10.

<sup>142</sup> Vgl. hierzu und weiteren Spezifikationsmöglichkeiten für Block-Kontrakte EPEX Spot (2017a).

<sup>143</sup> Vgl. stellvertretend Hilpold/Kaiser (2010), S. 156.

<sup>144</sup> Vgl. Becker (2016), S. 280.

<sup>145</sup> Häufig werden Aktien, Zinstitel, verschiedene Indizes, Währungen oder Rohstoffe als Basiswerte eingesetzt, vgl. stellvertretend Hull (2016), S. 126–137; auch knapper Wolke (2016), S. 101. Weniger konventionelle Underlyings bilden dagegen beispielsweise Strom- oder Wettervariablen (wie Niederschlags- oder Temperaturwerte). Vgl. zur Ausgestaltung und Relevanz derartiger letztgenannter Wettertermininstrumente Aust/Horsch (2016).

Wert des Termingeschäfts, so wird von *Derivaten*<sup>146</sup> gesprochen. Die Kombination aus der *Zeitspanne* zwischen Kontrahierung und Abwicklung sowie einer an einen anderen *Wert gekoppelten Komponente* eröffnen größere spekulative Möglichkeitsbereiche<sup>147</sup> dieser finanziellen Instrumente im Vergleich zu Kassageschäften.

Zumeist besteht das Ziel von Marktakteuren in der finanziellen Absicherung (Hedging) von Marktpreisrisiken statt in der tatsächlichen Erfüllung<sup>148</sup> des physischen Lieferungsgeschäfts. Auf preisvolatilen Märkten eröffnen Derivate Möglichkeiten, das Risiko unerwartet hoher Beschaffungs- bzw. unerwartet niedriger Absatzpreise auf Drittparteien zu transferieren. Zu den wichtigsten Grundformen zählen *Futures und Forwards* als (börsliche bzw. außerbörsliche) unbedingte sowie börsliche und außerbörsliche *Optionen* als bedingte Terminkontrakte<sup>149</sup>. Gleichmaßen ist dieses Funktionsprinzip auf Strommärkte übertragbar. Die hiesige Strombörse EEX bietet Futures und Optionen an, deren wesentliche Attribute in Tabelle 1 illustriert werden.

Damit sich Handelsteilnehmer gegen auftretende Volatilitäten des Spotstrompreises absichern können, entwickelt die EEX fortlaufend nicht nur allgemein strombezogene<sup>150</sup>, sondern seit 2015 zunehmend auch konkret erneuerbare-Energien-spezifische Derivate<sup>151</sup>. Die Nachfrage nach letztgenannten könnte tendenziell aus den kontinuierlich steigenden Einspeisemengen aus Wind- und Solaranlagen<sup>152</sup> resultieren. Während sich Einspeisemengen von Solarstrom noch relativ genau prognostizieren lassen,

---

<sup>146</sup> Vgl. einführend Paul et al. (2017), S. 544.

<sup>147</sup> Für eine kurze Abgrenzung von Termin- und Spothandel vgl. Schumacher/Würfel (2015), S. 22.

<sup>148</sup> Vgl. Pilgram/Däuper/Fischer (2015), S. 64 für eine Abgrenzung derivativer, stromnaher Instrumente.

<sup>149</sup> Vgl. stellvertretend zu Grundformen unbedingter und bedingter (Finanz-)Derivate Rudolph/Schäfer (2010), S. 21–27.

<sup>150</sup> Vgl. für eine Übersicht zum Produktportfolio European Energy Exchange (2017), S. 8.

<sup>151</sup> Für die bereits implementierten Intraday Cap Futures vgl. European Energy Exchange (2015); für die jüngst in 2016 eingeführten Wind Power Futures vgl. European Energy Exchange (2016c) sowie zusätzlich Neidlein (2015).

<sup>152</sup> Vgl. Jahreswerte 2000 bis 2018 von AG Energiebilanzen (2019).

bestehen bei Vorhersagen über die Windenergieeinspeisung teils erhebliche Unsicherheiten<sup>153</sup>. Neben den eigens für erneuerbare Energien vorgesehenen Derivaten existieren energieträgerübergreifend eine Vielzahl von Futures und Optionen für den Stromterminmarkt<sup>154</sup>, welche ein finanzielles Hedging erlauben.

Tab. 1: Charakteristika grundständiger Terminmarktkontrakte<sup>155</sup>

Eigenschaft	Phelix Future	Phelix Option
<b>Kontraktform</b>	Standardisierte Verträge	
<b>Stromlieferung bei Erfüllungszeitpunkt</b>	Möglichkeit gegeben; meist durch (konsekutive) Gegengeschäfte substituiert	Wahlmöglichkeit liegt beim Optionskäufer; nur am Ende der Vertragslaufzeit
<b>Basiswert</b>	Physical Electrical Index (PHELIX) Baseload und Peakload	Phelix Future (Baseload)
<b>Fälligkeit/Vertragsdauer</b>	Tag, Woche, Monat, Quartal oder Jahr	Monat, Quartal oder Jahr

In der Tabelle werden die grundlegenden Eigenschaften von Futures und Optionen der EEX für das deutsche Marktgebiet gegenübergestellt. Die Ausübung der Option kann ausschließlich am Ende (europäische Option) erfolgen.

Da sowohl Energieversorgungsunternehmen mit Handelsabsichten als auch in deutlich geringerem Maße Privathaushalte aufgrund der vom Gesetzgeber festgeschriebenen Einspeisevergütung<sup>156</sup> vermehrt ihr Strom(angebots)portfolio um Energie aus regenerativen Quellen erweitern, könnte sich ebenfalls ein zunehmendes Interesse an Derivaten für erneuerbare Energien<sup>157</sup> für Börsenakteure zur Senkung von Einkommensunsicherheiten entwickeln. Hierbei gestaltet sich zum einen eine Bepreisung der Derivate als schwierig, da Bewertungsverfahren wie die der klassischen Optionspreistheorie auf finanzielle Basiswerte<sup>158</sup> ausgelegt sind. Zum anderen ist die Liquidität der erneuer-

<sup>153</sup> Vgl. grundlegend Kaltschmitt/Streicher/Wiese (2013), S. 545 sowie detailliert zur Energiegewinnung aus Windkraft Kap. 2.4.2 und analog zur Energiegewinnung aus Solarkraft Kap. 2.4.4.

<sup>154</sup> Vgl. European Energy Exchange (2016a), S. 8.

<sup>155</sup> Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an European Energy Exchange (2018a), S. 51; European Energy Exchange (2016b), S. 3–6 und Perridon/Steiner/Rathgeber (2016), S. 349.

<sup>156</sup> Vgl. dazu ausführlich zu Auswirkungen und Entwicklungen der Einspeisevergütung Kap. 2.5.

<sup>157</sup> Vgl. exemplarisch für den prognostizierten Ausbau von EE-Anlagen am Beispiel von Windenergie European Wind Energy Association (2015), S. 15.

<sup>158</sup> Hierbei seien die initialen Arbeiten zur Finanzoptionspreisbewertung von BLACK/SCHOLES genannt, deren Methode nicht ohne einen Zinssatz einsetzbar ist, vgl. Black/Scholes (1973); mit Bezug darauf

bare Energien Derivate an der EEX derzeit gegenüber den herkömmlichen Termininstrumenten (Futures und Optionen) als relativ gering<sup>159</sup> einzustufen, so dass die wissenschaftliche Erforschung der von erneuerbaren Energien induzierten Einflüsse im Kontext von Termingeschäften (noch) am Anfang steht.

## **2.4 Technische, rechtliche und ökonomische Wesensmerkmale von erneuerbaren Energien**

### 2.4.1 Einführung

Fossile Energieträger können von ihrem regenerativen Pendant anhand ökonomischer, ökologischer und technischer Gegenüberstellungsmerkmale differenziert werden. Beide Begrifflichkeiten – erneuerbare (auch regenerative bzw. unerschöpfliche genannte) und fossile (zudem als konventionelle bzw. erschöpfliche<sup>160</sup> bezeichnete) Energiequellen – stehen nicht nur semantisch in einem konträren Verhältnis zueinander. Der unerschöpfliche Charakter von Ersteren wird durch die für die Menschheit unendlich lange Verfügbarkeit der Inputfaktoren zur Umwandlung in elektrische Energie erkennbar. Demzufolge werden Biomasse, Geothermie, Meeres-, Solarenergie sowie Wasser- und Windkraft<sup>161</sup> diesem Attribut zutreffend rubriziert. Umgekehrt werden die verbliebenen Energieträger – Braun- und Steinkohle, Erdgas<sup>162</sup>, Mineralöl sowie Kernkraft – dem konventionellen, endlich verfügbaren Sektor zugeordnet.

Letztere verursachen bei ihrer Transformation<sup>163</sup> von ursprünglich chemisch gebundener Energie in elektrische Energie mit Ausnahme der Kernenergie klimaschädliche

---

Black (1976), S. 177. Einen wesentlichen Beitrag zur Bepreisung von Energie-Forwards leisten Bessembinder/Lemmon (2002), S. 1358f. Ihr Bewertungsansatz enthält keine Zinselemente, sondern eine Risikoprämie, welche durch die Anzahl und Risikoneigung der Marktteilnehmer, die Konvexität der zugrundeliegenden Produktionskostenfunktion, den Preis für Endkunden und die Varianz von Spotstrompreisen im untersuchten Fälligkeitszeitraum beeinflusst wird. Vgl. ergänzend mit Bezug hierzu Schnorrenberg (2006), S. 69–75 sowie mit kritischem Fazit Frank (2011), S. 35–54.

<sup>159</sup> Vgl. European Energy Exchange (2018a), S. 52.

<sup>160</sup> Vgl. stellvertretend für eine grundlegende Unterteilung Kaltschmitt/Streicher/Wiese (2013), S. 4 und Cruciani (2013), S. 242.

<sup>161</sup> Abgeleitet aus der Literaturübersicht zu Definitionen von erneuerbaren Energien und der darauf basierenden Einteilung nach Sick (2014), S. 14, 18–21.

<sup>162</sup> Hierzu können, wenn auch in Deutschland kaum oder gar nicht verfügbar, die bisher weniger konventionellen Schiefergas- und Erdgashydratvorkommen ergänzt werden, vgl. dazu einführend Martin (2016), S. 4–8 sowie zur Situation in Europa Habrich-Böcker/Kirchner/Weißenberg (2015), S. 45–47.

<sup>163</sup> Für eine Übersicht zu Energieumwandlungsverfahren vgl. grundhaft Osterhage (2015), S. 2.

Treibhausgasemissionen<sup>164</sup>. Zur Kompensation der Luftverschmutzung müssen Anlagenbetreiber in Abhängigkeit von ihrem tatsächlich verursachten Schadstoffausstoß bei der Stromproduktion handelbare CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikate<sup>165</sup> (nach vorherigem Erwerb) entrichten, die im Gegensatz zu regenerativen Energieanlagen daher einen zusätzlichen Bestandteil der (variablen) Stromgestehungskosten darstellen. Allgemein betragen die kurzfristigen produktionsabhängigen oder marginalen Kosten (Grenzkosten) von erneuerbarer Energieherstellung nahezu null<sup>166</sup> aufgrund der kostenfreien, aber wetterabhängigen Bereitstellung ihrer Einsatzfaktoren<sup>167</sup> Sonne, Wind, Wasser sowie, grundsätzlich auch, Biomasse. Deutlich wird dieser Kostenvorteil in der das Energieangebot determinierenden *Merit Order*. Demgegenüber stehen vergleichsweise hohe spezifische Investitionskosten<sup>168</sup> sowie die zumeist fehlende Grundlastfähigkeit<sup>169</sup> der Anlagen, wobei letzteres Manko kausal mit der tages- und jahreszeitlich oder meteorologisch<sup>170</sup> bedingten (Nicht-)Verfügbarkeit der Inputstoffe zusammenhängt.

Der historisch gewachsene und politisch geprägte Sektor der erneuerbaren Energien<sup>171</sup> verzeichnet seit 2003 einen stetigen Zuwachs (siehe Abb. 28 im Anhang) in seiner Relevanz bei der Stromerzeugung in Deutschland. Insbesondere der 2011 ratifizierte

---

<sup>164</sup> Vgl. zur Erhöhung der Kohlendioxidkonzentration in der Atmosphäre durch die Verbrennung fossiler Brennstoffe Guerrero-Lemus/Martínez-Duart (2013), S. 14–20; knapper Michaelides (2012), S. 35f.

<sup>165</sup> Vgl. allgemein zum Handel von CO<sub>2</sub>-Emissionszertifikaten Marci (2005), S. 118 sowie 127–131. Zum Entscheidungskalkül für Anlagenbesitzer, emissionsärmere Technologien bzw. Rohstoffe einzusetzen oder (weitere) obligatorische Zertifikate zuzukaufen, vgl. Pelster/Thamm (2016), S. 17–21; sowie kritisch konstatierend Becker (2012), S. 569. Die insgesamt sinkende Nachfrage nach diesen Zertifikaten infolge einer Überallokation der Anlagenbetreiber seit 2008 am EEX-Spot- und -terminmarkt spiegelt sich im Preisniveau von etwa 20 €/t CO<sub>2</sub> auf ca. 5 €/t CO<sub>2</sub> per 2016 an der Börse wider, vgl. dazu AG Energiebilanzen (2017), S. 34f.

<sup>166</sup> Müssen etwa Erweiterungsinvestitionen getätigt werden, so steigen jedoch naturgemäß die langfristigen Grenzkosten an.

<sup>167</sup> Vgl. hierzu grundhaft Bode et al. (2010), S. 644 und Hirth (2013), S. 219.

<sup>168</sup> Vgl. Kondziella/Müller/Bruckner (2011), S. 243; am Beispiel von Offshore-Windanlagen Reimers/Kaltschmitt (2014), S. 225–230.

<sup>169</sup> Die Grundlastfähigkeit ist bei allen konventionellen Energien gegeben. Lediglich aus wirtschaftlichen Gründen werden bestimmte Kraftwerke als Spitzenlastkraftwerke betrieben. Auf Seiten der regenerativen Energien können ausschließlich Laufwasserkraftwerke, Offshore-Windkraft- und bestimmte Biomasseanlagen zur Bereitstellung von Grundlaststrom eingesetzt werden. Auf die Lastfähigkeit und deren Besonderheiten wird in den nachstehenden Kapiteln detaillierter eingegangen.

<sup>170</sup> Zur Wetterabhängigkeit von Energiesystemen vgl. Love et al. (2014), S. 227–229; hierbei wird deutlich, dass ebenso, wenn auch geringer, konventionell gefahrene Anlagen gegenüber klimatischen Einflüssen exponiert sind.

<sup>171</sup> Für einen Abriss zu bedeutsamen geschichtlichen Ereignissen, die zum Aufstreben erneuerbarer Energien beitrugen, vgl. Agora Energiewende (2015b), S. 11.

Ausstieg aus der Kernenergie<sup>172</sup>, der die Stromgewinnung aus Atomkraft per 2022 beenden soll, gilt als ein wesentlicher Treiber für den Rückgang fossiler Energieerzeugung. Maßgeblich werden der Ausbau erneuerbarer Energiesysteme und die damit verbundene Energieproduktion durch das EEG vorangetrieben. Das seit 2000 existente und bis dato mehrfach novellierte Rahmenwerk subventioniert die Stromproduktion aus regenerativen Quellen mittels fixer Einspeisevergütungen sowohl für Privathaushalte als auch für Unternehmen. Der Fördermechanismus prägt hierbei in direkter Weise die Standortwahl für Energieanlagen<sup>173</sup> ohne dabei Rücksicht auf die vorhandene Netzinfrastruktur<sup>174</sup> und deren Kapazitätsrestriktionen zu nehmen, was sich (zumindest teilweise) mit dem Inkrafttreten des EEG 2017 ändert. Ein erheblicher Netzausbaubedarf samt engpassoptimierter Betriebsweise (*Redispatching*)<sup>175</sup> infolge des außerordentlichen Zubaus von regenerativen Kraftwerken sind vonnöten. Neben Subventionsmaßnahmen im Rahmen des EEG tragen ebenso ein allgemein erhöhtes Umweltbewusstsein der Bevölkerung<sup>176</sup>, Skaleneffekte in der Herstellung<sup>177</sup> sowie technische Weiterentwicklungen<sup>178</sup> zum Ausbau von regenerativen Energieanlagen bei.

---

<sup>172</sup> Auslöser dieser fundamentalen Neuausrichtung der Stromerzeugung war die Reaktorkatastrophe im japanischen Fukushima im gleichen Jahr.

<sup>173</sup> Die daraus resultierende heterogene EE-Anlagenlandschaft führt zu einer Konzentration von Stromproduktionsgebieten innerhalb Deutschlands, die sich vornehmlich im Norden befinden. Allerdings agglomeriert sich die hauptsächliche Nachfrage im Süden, sodass per se ein Zweizonenpreismodell für Auktionsverfahren an Börsen existieren müsste, wie Egerer/Weibezahn/Hermann (2016), S. 368–380 vorschlagen, welches aber faktisch aktuell nicht zur Anwendung kommt. Für eine Übersicht zu etablierten Marktmodellen vgl. Grimm et al. (2015), S. 10–15.

<sup>174</sup> Investoren selektieren denkbare Errichtungsstandorte nach dem höchstmöglichen Ertragspotenzial (bei gleichem Risiko) aus der garantierten Einspeisevergütung, vgl. hierzu Ambrosius et al. (2017), S. 3. Vgl. exemplarisch für eine szenariobasierte Standortanalyse in Deutschland und Europa bei unterschiedlichen Marktstrukturen Dietrich/Leuthold/Weigt (2010), S. 258–264.

<sup>175</sup> Übertragungsnetzbetreiber müssen im Falle von Netzengpässen ihre Einsatzplanung kurzfristig adjustieren (Drosselung oder Erhöhung von Einspeisemengen als so genanntes *Redispatching*) können. Die damit einhergehenden Aufwendungen werden anhand des tatsächlich entstandenen Verlusts über Netznutzungsentgelte (kostenbasiertes *Redispatching*) kompensiert. Vgl. hierzu mit kritischen Anmerkungen Monopolkommission (2009), S. 162–165 auf Grundlage von § 13 EnWG. Treppe/Bucksteeg/Weber (2015), S. 210, schlagen diesbezüglich einen Wechsel hin zur vollumfänglichen Nutzung des Market Splitting-Verfahrens, um Engpässe optimal zu reduzieren, vor.

<sup>176</sup> Vgl. für eine Umfrage zur aktuellen Stimmungslage über die Umstellung auf erneuerbare Energien Umweltbundesamt (2018), S. 68.

<sup>177</sup> Vgl. etwa die Kostendegression bei der Herstellung von PV-Modulen seit 1980 Fraunhofer ISE (2019), S. 9.

<sup>178</sup> Vgl. etwa zu technischen Entwicklungen der Leistungsklassen von Windenergieanlagen von 2000 bis 2016 Deutsche Windguard (2018), S. 18–34.

Gegenwärtig (2018) besitzen die erneuerbaren Energien einen Anteil von 35,0 % an der Bruttostromerzeugung<sup>179</sup>. Dabei verzeichnet Windstrom den höchsten Teilbetrag mit 17,3 %, gefolgt von Biomasse (7,1 %) und Photovoltaik (ebenfalls 7,1 %). Auf die Energiegewinnung aus Wasserkraft entfällt 2,6 %, was gleichzeitig dem geringsten regenerativen Anteil<sup>180</sup> entspricht. Die nachfolgenden Teilkapitel behandeln die vorgenannten Energieträger in der ihren Anteilen entsprechenden Reihenfolge. Andere regenerative Technologien in Form der Geo- und Solarthermie sowie Gezeitenenergie werden aus geografischen und ökonomischen Erwägungen für die hiesige Stromerzeugung als irrelevant<sup>181</sup> erachtet und daher nicht weiter behandelt.

#### 2.4.2 Stromgewinnung aus Windkraft

Wind, als Bewegungszustand der Luft, entsteht durch Druckunterschiede zwischen einzelnen Luftmassen (ausgehend von Dichte- und Temperaturdifferenzen) in der Atmosphäre, wobei diese Bewegungen stets die Einhaltung des Ausgleichgleichstands (keine Druckunterschiede zwischen den Luftmassen)<sup>182</sup> anstreben. Die zirkulierende Bewegung des Windes ist aufgrund der heterogenen geografischen Gegebenheiten lokal sehr unterschiedlich ausgeprägt. Insofern kann ein hohes Nutzungspotenzial der Windkraft nur in Regionen<sup>183</sup> mit großen Luftströmungsfluktuationen, wie bspw. an flachen Meeresküsten, erwartet werden. Grundlegend sind Windkraftanlagen (WKA) unabhängig von ihrer Bauart darauf ausgelegt, als Energiewandler die kinetische Energie des Windes in mechanische Arbeit<sup>184</sup> umzuwandeln, die zunächst auf die Rotorblätter übertragen und mittels Generator weiter in elektrische Energie umgewandelt wird.

---

<sup>179</sup> Vgl. zur Energieproduktion nach Energieträgern AG Energiebilanzen (2019).

<sup>180</sup> Vgl. ebd.; die (schadstofffreie) Verbrennung von Abfällen mit einem nicht nennenswerten Anteil von 1,0 % bleibt hier und für weitere Analysen unbeachtet.

<sup>181</sup> Für eine grundlegende Übersicht zu verschiedenen Technologien erneuerbarer Energien vgl. Skea (2015), S. 22f.; konkret zur Funktionsweise von Solarthermieanlagen Corradini/Sutter (2014).

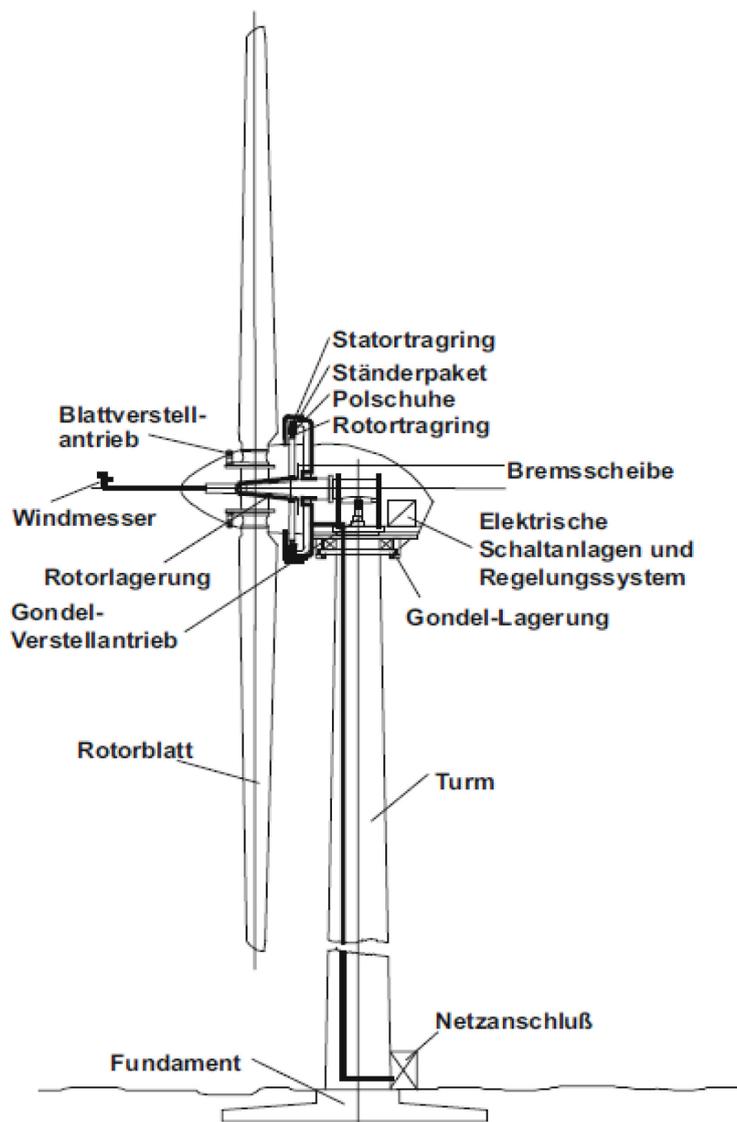
<sup>182</sup> Vgl. zu physikalischen Hintergründen des Naturphänomens Wind Schamp (1984), S. 23f.

<sup>183</sup> Für eine Studie zum Flächenpotenzial in Deutschland, welche besonders den Norden (Berlin, Brandenburg, Bremen, Hamburg, Mecklenburg-Vorpommern, Niedersachsen, Sachsen-Anhalt, Schleswig-Holstein) als prädestinierte Region zur Errichtung von WKA identifiziert, vgl. Umweltbundesamt (2013), S. 35f.

<sup>184</sup> Vgl. ausführlich zu den physikalischen Grundlagen, insbesondere zur Impulstheorie von Betz als zentralen Ansatz zur (begrenzten) Windenergienutzung Hau (2014), S. 81–90.

Der grundsätzliche Aufbau einer WKA wird dazu in Abbildung 7 dargestellt. Als wesentliche Einflussgrößen, die den Energieertrag beeinflussen, können Luftdichte, angeströmte Rotorfläche und Windgeschwindigkeit<sup>185</sup> angeführt werden, wobei letztere Variable die größte Relevanz<sup>186</sup> für die Stromerzeugung besitzt.

Abb. 7: Schematischer Aufbau einer WKA (ohne Getriebe)<sup>187</sup>



Diese Abbildung stellt den grundsätzlichen Aufbau einer herkömmlichen Onshore-Großwindanlage nach dem Auftriebsprinzip mit sämtlichen relevanten Bauteilen dar.

<sup>185</sup> Vgl. Hartmann et al. (2015), S. 103.

<sup>186</sup> Vgl. zur Formel zur maximal nutzbaren Leistung einer WKA Unger/Hurtado (2014), S. 30.

<sup>187</sup> Quelle: Kaltschmitt et al. (2013b), S. 473.

Um hohe Windgeschwindigkeiten zu erreichen, ist einerseits ein geografischer Standort mit geringer Erdoberflächenrauigkeit entscheidend, andererseits steigt die Windgeschwindigkeit mit zunehmender Nabenhöhe<sup>188</sup> der WKA, an der die drehbar gelagerten Rotorblätter befestigt sind. Dahingehend stellt die Nabenhöhe auch einen der drei zentralen technischen Auslegungsparameter dar. Daneben sind Rotorblattlänge und Generatorleistung<sup>189</sup> die entscheidenden Größen, insbesondere in Schwachwindgebieten. Bei der in Abbildung 7 dargestellten Anlage mit dem gängigen Auftriebsprinzip wirkt die antreibende Kraft senkrecht zur Windrichtung; bei Widerstandsläufern<sup>190</sup> als Gegenentwurf wirken Wind und antreibende Kraft in dieselbe Richtung<sup>191</sup>. Der theoretisch maximal erzielbare Wirkungsgrad einer idealen WKA beträgt 59%<sup>192</sup>. Gängige Anlagen mit drei Rotorblättern weisen einen Wirkungsgrad im Bereich von 35 bis 40%<sup>193</sup> auf. Im Gegensatz zu Auftriebsläufern erreichen Widerstandsläufer nur etwa ein Drittel des theoretisch möglichen Wirkungsgrades und werden daher weitestgehend nicht (mehr) kommerziell eingesetzt. Darüber hinaus ist in der Konstruktion lt. Abbildung 7 ein Blattverstellantrieb zu erkennen, welcher mit seiner Bremsfunktion bei Extremwindverhältnissen die Anlage abschaltet. Bei dieser sogenannten *Pitch-Regelung*<sup>194</sup> werden die Rotorblätter in Abhängigkeit von der Windstärke elektrisch verstellt: bei schwacher Geschwindigkeit in den Wind gerichtet, bei zu hohen Geschwindigkeiten werden die Blätter aus dem Wind<sup>195</sup> gedreht. Der Windmesser an der Nabe steuert und überwacht diesen Vorgang.

---

<sup>188</sup> Zum Einfluss der geländespezifischen Rauigkeit sowie zu Auswirkungen von erhöhten Nabenhöhen vgl. Werth (2016), S. 49–51.

<sup>189</sup> Vgl. grundlegend zur technischen Auslegung von Windkraftanlagen in Abhängigkeit der Windgeschwindigkeit May/Neuhoff/Borggreffe (2015), S. 556: Entscheidend ist eine hohe mittlere Windgeschwindigkeit, anstatt vereinzelt auftretende Spitzenwerte.

<sup>190</sup> Zur Funktionsweise von Windkraftanlagen nach dem Widerstandsprinzip vgl. Watter (2015), S. 63–65.

<sup>191</sup> Vgl. Günther (2015), S. 84.

<sup>192</sup> Dieser theoretische Wert bedeutet, dass 59% der auf ein Rotorblatt auftreffenden Windkraft in elektrische Energie umgewandelt werden könnte. Insbesondere aufgrund von Reibungsverlusten bei mechanischen Bauteilen können WKA den Maximalwert in der Praxis nicht erreichen. Vgl. dazu Schabbach/Wesselak (2012), S. 95.

<sup>193</sup> Zur Darstellung von real erzielbaren Leistungen verschiedener Windturbinen gegenüber dem theoretischen Maximalwirkungsgrad nach Betz-Joukowsky vgl. Kramm et al. (2016), S. 25f.

<sup>194</sup> Bei kleineren Windkraftanlagen wird dennoch oftmals aus Kostengründen auf eine Pitch-Regelung verzichtet, vgl. dazu Wood (2011), S. 18.

<sup>195</sup> Zu Funktionsweisen und Eigenschaften von Pitch- und der heute kaum noch in WKA installierten Stall-Regelung vgl. Gasch/Twele (2012), S. 50–53.

Hinsichtlich des grundsätzlichen Standortes einer WKA kann zwischen Onshore- und Offshore-Anlagen unterschieden werden. Der maßgebliche Vorteil von Offshore-Anlagen gegenüber an Land errichteten Anlagen besteht in der Verfügbarkeit von durchschnittlich höheren Windgeschwindigkeiten sowie dem homogeneren Windenergieangebot<sup>196</sup>. Die damit verbundene ausgewogenere Stromproduktion gibt ihnen prinzipiell einen grundlastfähigen Charakter. Dagegen finden sich im Vergleich zu Onshore-Anlagen Herausforderungen bei der Netzanbindung zum Festland. Außerdem warten Offshore-Anlagen mit diversen Problemfeldern hinsichtlich der Anlagenkonstruktion selbst auf. Extrem salzhaltige Luftverhältnisse fördern den Korrosionsprozess und erschweren gleichzeitig den im Vergleich zu Onshore-Anlagen, ohnehin schon erhöhten Wartungs- und Instandhaltungsaufwand infolge des vermehrten Materialverschleißes durch höhere Windgeschwindigkeiten. Dahingehend stellt die schwierige Erreichbarkeit der Anlagen sowohl in organisatorischer als auch in wirtschaftlicher Hinsicht eine erhebliche Herausforderung<sup>197</sup> dar. Wartungsboote weisen durch Wind und Wellengang, insbesondere bei schlechten Wetterverhältnissen, eine lange Anfahrtsdauer auf oder müssen gar bei bestimmten Wetterverhältnissen ihre Einsätze zeitlich verschieben. Zudem müssen für bestimmte Instandhaltungsarbeiten kostenintensive Seekräne oder Helikopter eingesetzt werden. Bereits bei kleineren Reparaturen können sich lange Stillstandszeiten ergeben, welche mit Ertragsausfällen behaftet sind. Daneben erweist sich die Stromübertragung via Seekabel zum Festland<sup>198</sup> als bedeutend aufwendiger gegenüber dem Energietransport einer WKA an Land. Im Fall größerer installierter Anlagenleistungen und Entfernungen werden zusätzliche Umspannstationen in Anlagenähe benötigt, welche den Strom für den Leitungstransport auf Gleichstrom<sup>199</sup> transformieren. Zusammengefasst manifestieren sich die Unterschiede von Offshore- gegenüber Onshore-Anlagen aus wirtschaftlicher Perspektive vorrangig in

---

<sup>196</sup> Vgl. Reich/Reppich (2013), S. 194: Die besseren Bedingungen der Offshore-Anlagen resultieren in einem signifikanten Anstieg der Volllaststunden, was unmittelbar zu einem gesteigerten nutzbaren Energieertrag führt.

<sup>197</sup> Vgl. ausführlich zu Wartungs- und Instandhaltungsprozessen bei Offshore-Anlagen Thomsen (2014), S. 243–283; zu technischen, wirtschaftlichen und ökologischen Kalkülen von Offshore-Anlagen am Beispiel der Nord- und Ostseeregion vgl. Hau (2014), S. 746–761.

<sup>198</sup> Zu Herausforderungen der Netzintegration vgl. beispielhaft am ersten deutschen Offshore-Windpark-Großprojekt alpha ventus Wessel/Stock/Bremen (2016).

<sup>199</sup> Vgl. Hartmann et al. (2015), S. 106.

höheren Betriebs- und Investitionskosten<sup>200</sup>. Allerdings bieten Erstere ein höheres und insbesondere homogeneres<sup>201</sup> Energieerzeugungspotenzial.

Der seit einigen Jahren praktizierte Neubau sowie Aus- oder Umbau (*Repowering*<sup>202</sup>) von leistungsstärkeren Windkraftanlagen steht gegenwärtig in der Kritik hinsichtlich der Einhaltung rechtlicher und ökologischer<sup>203</sup> Restriktionen. Dahingehend sehen sich Projektierer von Windkraftanlagen mit sukzessiv weniger verfügbaren Errichtungsstandorten<sup>204</sup> konfrontiert. Insbesondere stehen die Baugenehmigung auf dem avisierten Grundstück, eine Errichtungsgenehmigung nach Bundesimmissionsschutzgesetz sowie der Anschluss an das öffentliche Stromnetz samt Einspeisezugang<sup>205</sup> als nutzungsflächenlimitierende Faktoren im Fokus. In diesem Zusammenhang ist zudem die lokale gesellschaftliche Akzeptanz von erheblicher Relevanz<sup>206</sup>, welche seit Beginn der Energiewende 2011 kontinuierlich sinkt. Hierbei werden gesundheitliche Risiken, fehlende oder nicht ausreichende Beiträge zum Klimaschutz sowie der unwirtschaftliche Betrieb der Anlagen als Hauptargumente<sup>207</sup> für den Widerstand gegen die Errichtung weiterer WKA hervorgebracht. Außerdem führen der unweigerliche Schattenwurf mit dem sogenannten *Disko-Effekt*, Lärmbelästigung, insbesondere bei hohen Windgeschwindigkeiten, Eingriffe in Lebensräume von Vögeln und Insekten sowie die Beeinträchtigung des gewohnten Landschaftsbildes<sup>208</sup> zu einer negativen Reputation von Windkraftanlagen.

---

<sup>200</sup> Zur Risikobewertung sowie Sensitivitätsanalyse von Investitionsvorhaben in Offshore-Windkraftanlagen vgl. Balks/Brelöh (2014b), S. 28–32 sowie Madlener/Siegers/Bendig (2009), S. 140–145; für ein konkretes Investitionsbeispiel vgl. die Fallstudie von Castro-Santos (2016), S. 45–49.

<sup>201</sup> Die gleichmäßigere Energieeinspeisung trägt vor allem zur unabdingbaren Netzstabilität bei. Gleichzeitig können Anlagenbetreiber sicherere Ertragsprognosen abgeben.

<sup>202</sup> Bezeichnet die Substitution von älteren Windkraftanlagen durch neue mit verbesserter Leistung und höherem Wirkungsgrad. Vgl. grundlegend zur rechtlichen Sachlage Schmid (2012) sowie zur ökonomischen Bewertung Madlener/Schumacher (2011).

<sup>203</sup> Zur Diskussion der rechtlichen Sachlage bei windenergieempfindlichen Vögeln und deren Schutzbedürftigkeit vgl. Müller-Mitschke (2015); für eine mustergültige Umsetzung sämtlicher ökologischer Vorgaben bei gleichzeitiger Stromautarkie mit Windenergie vgl. exemplarisch den Ausbau im österreichischen Burgenland nach Sinowatz (2016), S. 194f.

<sup>204</sup> Vgl. Lauf et al. (2019), S. 4f.

<sup>205</sup> Vgl. Jenne/Rabenschlag (2012), S. 49–61.

<sup>206</sup> Vgl. exemplarisch zum Problem der Standortsuche für Neuanlagen das Urteil des Oberverwaltungsgericht Münster (2008); für einen beispielhaften Lösungsansatz bei Standortkonflikten von Windkraftanlagen in Bayern Ludwig/Bosch (2014), S. 301–306.

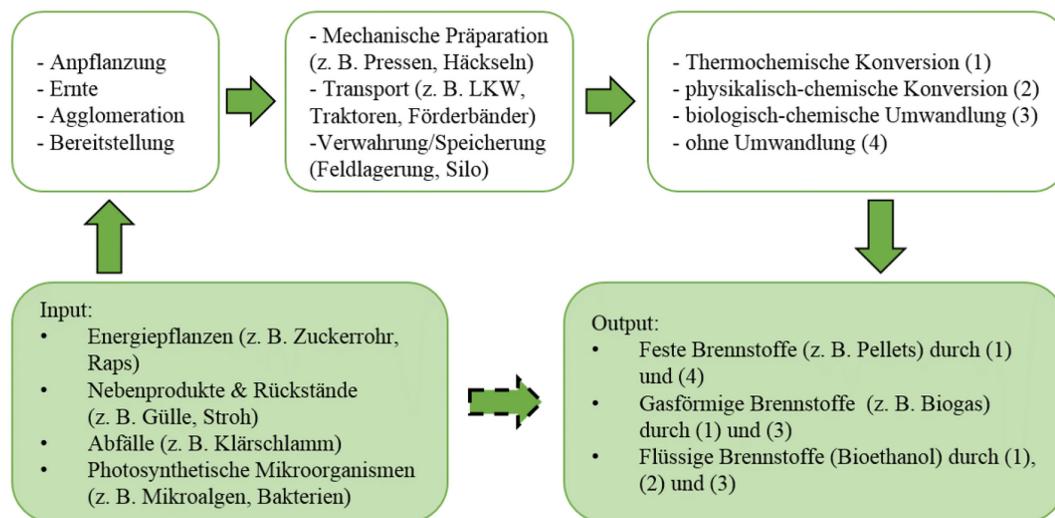
<sup>207</sup> Vgl. die Studie von Reusswig et al. (2016), S. 15, zur Akzeptanzdiskussion beim Bau und Betrieb von Windkraftanlagen.

<sup>208</sup> Vgl. Hintergrundpapier der Fachagentur Windenergie an Land (2016), S. 4–10, zu Gesetzmäßigkeiten und möglichen Kompensationen bei Eingriffen in das Landschaftsbild.

### 2.4.3 Energie aus Biomasse

Den zweithöchsten Anteil an der Stromerzeugung aus regenerativen Quellen in Deutschland nimmt neben der Photovoltaik<sup>209</sup> die Bioenergie ein. Gleichzeitig existieren bei diesem Energieträger die meisten unterschiedlichsten, heterogensten Alternativen in Form von biogenen Brennstoffen, welche zur Stromproduktion eingesetzt werden können. Oft werden hierbei fälschlicherweise die Begrifflichkeiten „Bioenergie“ und „Biomasse“ – als Sammeldefinition für alle Stoffe mit organischer Herkunft<sup>210</sup> – synonym verwendet, obwohl letztere ausschließlich den Einsatzfaktor zur Herstellung biogener Brennstoffe meint. Zur Demonstration der Komplexität und Vielfältigkeit, welche die Bioenergie umfasst, dient die Übersicht in Abbildung 8<sup>211</sup>.

Abb. 8: *Mögliche Bereitstellungsketten zu Brennstoffen aus Biomasse*<sup>212</sup>



In der Abbildung werden die wesentlichen Wertschöpfungsstufen von biogenen Brennstoffen schematisch (von links nach rechts) skizziert. Dabei besitzt jeder biogene Einsatzstoff spezifischer Anforderungen an seine Aufbereitung. Es bleiben jedoch die übergeordneten Prozessstufen (Herstellung, Verfügbarmachung bzw. Bereitstellung der Biomasse; Verwendung sowie Verwertung inklusive Entsorgung von Rückständen, Nebenprodukten und unbrauchbaren Abfällen)<sup>213</sup> stets annähernd gleich.

<sup>209</sup> Vor 2018 konnte stets ein höherer jährlicher Anteil von Biomasse an der relativen Bruttostromproduktion als von Photovoltaik festgestellt werden (vgl. dazu Abb. 28 im Anhang).

<sup>210</sup> Vgl. die allgemeine Definition von Wesselak et al. (2013), S. 160, welche sich nicht ausschließlich auf die energetische Nutzung bezieht.

<sup>211</sup> Für eine weitere Systematisierungsmöglichkeit nach anfallender und abgebauter Biomasse vgl. Zahoransky (2015a), S. 433f.

<sup>212</sup> Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Kaltschmitt (2016), S. 4 und Chum et al. (2012), S. 218. Vgl. ausführlich für (1) Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe (2006), S. 44–60; zu (2) vgl. Kaltschmitt (2013b), S. 276–280; für (3) vgl. grundlegend Sørensen (2006), S. 504–512 sowie ergänzend Dichtl/Rand (2008) und Liebeneiner/Theilen (2008).

<sup>213</sup> Vgl. Kaltschmitt (2013a), S. 895–898.

Erst über Verbrennung oder vollständige Oxidation werden die Brennstoffe (in chemisch gebundener Form) in Strom (als End- oder Nutzenergie) umgewandelt, was der Bioenergie zuzuordnen ist. Als Eingangsstoffe zur Herstellung der Brennstoffe können lebende und abgestorbene Pflanzen und sogar Tiere sowie deren Rückstände (u.a. Exkremente) verwendet werden. Im weitesten Sinne werden darunter sämtliche Stoffe gezählt, welche durch technische Konversionen bzw. stofflichen Einsatz (also auch organischer Hausmüll oder Zellstoff)<sup>214</sup> generiert worden sind.

Reine *Biomassekraftwerke* zur Stromerzeugung werden mit festen Brennstoffen in Form von Holz (meist „Alt- bzw. Restholz“<sup>215</sup>) oder sogenannten Energiepflanzen (beispielsweise Miscanthus)<sup>216</sup> beschickt. Die anschließende Verfeuerung der Einsatzstoffe treibt eine Dampfturbine an, welche wiederum mittels Generatoren Elektrizität produziert. Hierbei ergeben sich zwei maßgebliche Probleme: zum einen werden aufgrund der vergleichsweise geringen Energiedichte<sup>217</sup> geringe Leistungsniveaus erreicht, zum anderen führen unerwünscht hohe Schadstoffmengen von Chlor zu Korrosion der Feuerungsanlagen<sup>218</sup>. Daher werden aktuell mehrheitlich biogene Festbrennstoffe nur als Beigabe zu fossilen Brennstoffen beigemischt. Meist werden Biomassekraftwerke nach dem Kraft-Wärme-Kopplungsprinzip (KWK) betrieben, d.h. neben der erzeugten elektrischen Energie wird die anfallende thermische Energie ebenfalls genutzt, so dass der Gesamtwirkungsgrad der Anlage wesentlich gesteigert wird.

Ein weiteres etabliertes Nutzungskonzept stellt die Verbrennung von Biogas in *Biogasanlagen* dar, die in der Regel als KWK-Anlage<sup>219</sup> betrieben wird. Eine Besonderheit sind deren Möglichkeiten, finanzielle Erträge zu generieren: Es können nicht nur aus dem Verkauf von Elektrizität und Wärme, sondern auch durch die Verwertung von

---

<sup>214</sup> Vgl. Kaltschmitt (2016), S. 3.

<sup>215</sup> Als feste Brennstoffe werden Holzhackschnitzel, Industriepellets sowie torrefizierte Biomassen deklariert, vgl. hierzu grundhaft Knapp (2015), S. 268.

<sup>216</sup> Vgl. Widmann (2007), S. 28.

<sup>217</sup> Gegenüber fossilen Brennstoffen wie Kohle, Gas oder Erdöl besitzen biogene Einsatzstoffe deutlich geringere Energiedichten (vgl. Heizwerte in Boundy et al. (2011), Anhang A), was zu einem signifikant erhöhten Logistikaufwand führt und die Wirtschaftlichkeit der Anlagen negativ beeinflusst.

<sup>218</sup> Vgl. zu chemischen Eigenschaften von biogenen Festbrennstoffen Karl (2012), S. 4231–423. In diesem Zusammenhang erhöht auch der Einsatz von Biomasse den Aufwand der Aschebehandlung durch zusätzliche Schadstoffe nach dem Feuerungsprozess, vgl. dazu Wiese (2013), S. 310–315.

<sup>219</sup> Vgl. Gottschalk (2007), S. 72 und Strzalka/Schneider/Eicker (2017), S. 809–811.

Abfällen<sup>220</sup> (zusätzliche) Erlöse erzielt werden, weil zuliefernde Entsorgungsunternehmen den Müll andernfalls selbst aufbereiten und lagern müssten, was mit Kosten verbunden ist. Im Gegensatz dazu wird trotz der proklamierten umweltschonenden Funktionsweise u.a. eine Umweltverträglichkeitsprüfung vom Gesetzgeber aufgrund möglicher gefährlicher Bestandteile<sup>221</sup> in den Einsatzstoffen als obligatorisch erachtet. Derartige rechtliche Anforderungen schmälern in der Konsequenz die Attraktivität von Biogasanlagen aus Sicht von Betreibern und Investoren. Durch weitere Aufbereitungsverfahren von Biogas zu Biomethan<sup>222</sup> (auch „Bioerdgas“ oder „SNG – Synthetic Natural Gas“ genannt) können darüber hinaus konventionelle Gas- und Dampfkraftwerke beschickt werden, welche sonst herkömmliches Erdgas zu Feuerung nutzen. Aufgrund des hohen und reinen Methananteils kann Biomethan nach weiterer Aufbereitung durch geringfügige Zugabe von Methan alternativ ins deutsche Erdgasnetz eingespeist werden.

Da flüssige Brennstoffe fast ausschließlich als Kraftstoffe oder zur Wärmebereitstellung genutzt werden, existieren per se keine nennenswerten Anlagenkapazitäten<sup>223</sup> zur Stromproduktion, obwohl Biogasanlagen aufgrund ihrer Laststeuerbarkeit (*Grundlastfähigkeit*) wesentlich zur Flexibilisierung von Stromkapazitätsüber- oder -unterdeckungen<sup>224</sup> beitragen können.

Über Potentiale von Biomasse, und damit auch letztlich Bioenergie, in Deutschland werden regelmäßig Studien veröffentlicht, die zum Teil sehr differenzierte Resultate präsentieren. Basierend hierauf soll eine kritische Auseinandersetzung hinsichtlich der uneinheitlichen Einschätzungen und Prognosen für Deutschland mit ausgewählten Beispielen, die in Tabelle 2 dargestellt sind, aufgezeigt werden. Die Szenarien von Zeddies et al. (2012) schätzen das höchste Bioenergiepotenzial (siehe Tab. 2) zur

---

<sup>220</sup> Die Zuzahlungen zur Verwertung von Abfällen und Rückständen schwanken regelmäßig, vgl. hierzu sowie zu Outputerlösen für Strom, Wärme und deren Kombination (KWK) Görlich (2007), S. 88–90. Vgl. weiterführend zum energetischen Potenzial von verschiedenen Reststoffen für die Biogasproduktion Mühlenhoff (2013b), S. 17–23, 25–29.

<sup>221</sup> Zur Umweltverträglichkeitsprüfung sowie weiteren rechtlichen Voraussetzungen zum Bau und Betrieb einer Biogasanlage vgl. Meyer (2007), S. 13–19.

<sup>222</sup> Zur Aufbereitung von Biomethan vgl. grundlegend Ramesohl/Arnold (2006), S. 25f. sowie Lutzenberger (2009), S. 157–161. Zu Gestehungskosten verschiedener Bio-SNG-Konversionstechnologien vgl. Billig (2016), S. 71–88.

<sup>223</sup> Vgl. Thormann et al. (2016), S. 59.

<sup>224</sup> Vgl. IEA-RETD (2016), S. 84.

Stromerzeugung für die Zeitpunkte 2030 und 2050. Insbesondere gehen die Autoren von einem signifikanten Anstieg zwischen beiden Perioden aus. Indes zeigen sich bei den anderen beiden Studien nur geringfügige Differenzen zwischen den zwei Zeiträumen.

Tab. 2: Studien zum künftigen Bioenergiepotenzial<sup>225</sup>

Autoren	Zeithorizont	prog. Energiepotenzial	thereot. Anteil an Stromerzeugung
Nitsch et al. (2012)	2030; 2050	56,8 TWh/a; 59,3 TWh/a	9,0 %; 9,4 %
Thrän et al. (2015)	2030; 2050	30,6 TWh/a; 27,8 TWh/a	4,9 %; 4,4 %
Zeddies et al. (2012)	2030; 2050	68,0 TWh/a; 94,8 TWh/a	10,8 %; 15,0 %

Die Tabelle reflektiert eine Auswahl von Studien, welche Prognosen über mögliche nutzbare Bioenergiepotenziale in Deutschland aufstellen. Der prozentuale Anteil in letzterer Spalte bezieht sich auf die mittlere Bruttostromerzeugung von 630 TWh/a.

Im Kontext des Ziels, die Stromversorgung in Deutschland zu 80 % aus erneuerbaren Energien bis 2050<sup>226</sup> sicherzustellen, wird die Bioenergie gemäß allen drei Prognosen eine (eher) untergeordnete Stellung einnehmen. Ein wesentlicher Grund stellt der hohe Flächenbedarf der Energiepflanzen dar, welcher nicht merklich durch sinkende Bevölkerungszahlen samt geringerem Wohnungsflächenbedarf bis 2030 bzw. 2050 reduziert werden kann. Im Gegensatz zu den drei thematisierten Szenarien empfehlen zuvor Bringezu et al. (2009) in ihrer Studie im Auftrag des Umweltbundesamts keine Biomasse in Form von Energiepflanzen mehr für energetische Zwecke anzubauen, da die benötigte Sonneneinstrahlung effizienter bei PV-Anlagen<sup>227</sup> eingesetzt werden kann. Nach einer aktuelleren Prognose von Hansen/Mathiesen/Skov (2019) besitzt die Energiegewinnung aus Biomasse wiederum eine nennenswerte Bedeutung für die Stromproduktion<sup>228</sup> in 2050.

<sup>225</sup> Quelle: Eigene Darstellung unter Einbeziehung von Nitsch et al. (2012), S. 156; Thrän et al. (2015), S. 146 und Zeddies et al. (2012), S. 90 (zunächst ohne Differenzierung zwischen Kraftstoffherstellung, Wärme- und Stromerzeugung. Wert für Stromerzeugungsanteil in Höhe 21% abgeleitet aus AG Energiebilanzen (2016), Tab. 6.1). Vgl. darüber hinaus zur Entwicklung der Brutto- und Nettostromerzeugung der Jahre 2003 bis 2015 AG Energiebilanzen (2016), Tab. 5.1.

<sup>226</sup> Vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2016a).

<sup>227</sup> Der energetische Wirkungsgrad der Biomasse von der Anpflanzung bis zur letztlichen energetischen Verwertung wird häufig als deutlich zu gering eingeschätzt, vgl. Schlussfolgerungen von Bringezu et al. (2009), S. 229, 232.

<sup>228</sup> Vgl. Hansen/Mathiesen/Skov (2019), S. 8–10; ähnlich schlussfolgernd Zappa/Junginger/van den Broek (2019), S. 1038–1041 zum europäischen Strommarkt im Jahr 2050. Gleichermaßen betonen

Neben den bereits angedeuteten heterogenen Qualitätseigenschaften zur Auf- und Weiterverarbeitung sowie der vergleichsweise geringen Energiedichte samt hohem Flächenbedarf von Biomassen, werden von Kritikern noch weitere Einwände angebracht. Der einjährige Anbau von Energiepflanzen wie Mais und Raps beeinträchtigt die Biodiversität negativ. In der Folge bestellen Agrarunternehmen ihre landwirtschaftlichen Flächen oft mit Monokulturen, welche langfristig die originären Bodenfunktionen schädigen. Gleichzeitig verdrängen insbesondere mehrjährige Energiepflanzenkulturen landwirtschaftliche Nutzungsflächen von Agrarrohstoffen<sup>229</sup> wie Getreide oder Kartoffeln, was die Preise für (binnenländisch produzierte) Lebensmittel erhöhen kann. Ein nächster Einwand gegen den Einsatz von Biomasse bezieht sich auf die lebensqualitätsmindernden Faktoren Lärm und Geruch. Beispielsweise wird letzterer Punkt in Zusammenhang mit Fermentationsanlagen (Vergärungsanlagen) gebracht, welche zur Herstellung von Biogas dienen.

Darüber hinaus sollte die Klimafreundlichkeit bzw. CO<sub>2</sub>-Neutralität kritisch hinterfragt werden. Obwohl bei der reinen Verbrennung biogener Brennstoffe grundlegend der CO<sub>2</sub>-Kreislauf geschlossen<sup>230</sup> ist und keine zusätzlichen Emissionen verursacht werden, bleiben die vorgelagerten Prozesse in der CO<sub>2</sub>-Bewertung<sup>231</sup> oft unberücksichtigt. Primär sind dies derzeit Emissionen, welche beim Düngen, Ernten und Transport zur Aufbereitungs- und Verbrennungsanlage entstehen. Unter Untereinbeziehung der aufgeführten Zwischenschritte können infolgedessen negative Treibhausgasbilanzen die Konsequenz sein.

---

Purkus et al. (2018) die Relevanz von Stromgenerierung aus Biomasse, welche vermehrt zum flexiblen zum Ausgleich von kurzfristigen Versorgungsengpässen eingesetzt werden kann.

<sup>229</sup> Vgl. zur Nutzungskonkurrenzdiskussion von Energiepflanzen und Agrarrohstoffen Mühlenhoff (2013a), S. 15–19.

<sup>230</sup> Vgl. International Renewable Energy Agency (2014), S. 45.

<sup>231</sup> Für dieses Argument vgl. Zichy et al. (2014), S. 48, für weitere Diskussionspunkte aus umwelttechnischer Perspektive in den Bereichen Boden, Wasser, Luft und Biodiversität vgl. S. 42–52.

#### 2.4.4 Photovoltaik

Als einziger regenerativer Energieträger wird die Photovoltaiktechnik sowohl von Unternehmen als auch von Privatpersonen<sup>232</sup> in beachtlichen Kapazitäten zur Stromgenerierung verwendet. PV-Anlagen eröffnen verschiedenen Akteuren die Möglichkeit zur Energieerzeugung aufgrund der geringeren rechtlichen Restriktionen<sup>233</sup> bei Installation und Betrieb. Verglichen damit kristallisiert sich ein verhältnismäßig geringer Wirkungsgrad mit der damit verbundenen vergleichsweise langen wirtschaftlichen Amortisationsdauer<sup>234</sup> als wesentlicher Nachteil heraus. Unabhängig davon, ob es sich um herkömmliche Dachanlagen von Privatpersonen oder Kraftwerke im gewerblichen Maßstab handelt, rangiert der Wirkungsgrad von Solarzellen<sup>235</sup> im Bereich von 15 bis 20 %<sup>236</sup>, so dass etwa nur etwa ein Fünftel der auf eine PV-Anlage auftreffenden Lichtstrahlung in elektrische Energie umgewandelt<sup>237</sup> werden kann.

---

<sup>232</sup> Vgl. zum Zubau von PV-Anlagen, welcher in der reinen Anzahl konstant durch Kleinstanlagen von Privatpersonen dominiert wird, Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden Württemberg (2014), S. 3.

<sup>233</sup> Beispielsweise im Sinne von Schallschutzvorschriften wie bei Windkraftanlagen oder Gefahrstoffverordnungen, welche bei Biogasanlagen zu beachten sind. Außerdem sind PV-Anlagen in verschiedenen Größenklassen, darunter auch Kleinstanlagen, am Markt verfügbar.

<sup>234</sup> Typische Amortisationsdauern betragen 13 bis 15 Jahre, vgl. dazu etwa Münch (2019).

<sup>235</sup> Einzelne Solarzellen werden über elektrische Kontakte miteinander zu sogenannten „Strings“ verbunden, um die entziehbare Menge elektrischen Stroms linear zu erhöhen. Die Strings werden auf einer Kunststoff- oder Glasplatte (Rückseite) mit speziellen Klebstoffen aufgebracht. Für die Vorderseite werden extrem lichtdurchlässige, witterungsresistente und beständige Glasplatten eingesetzt. Indes dient ein wetterfester Aluminiumrahmen als Bindeglied zwischen Vorder- und Rückseite. Das fertige Produkt (PV-Modul) wird in Reihe geschaltet und mit Hilfe von elektrischen Leitungen verbunden, vgl. dazu ausführlich Kaltschmitt et al. (2013a), S. 365–372.

<sup>236</sup> Die Spanne der Wirkungsgrade gilt für multikristallines (ca. 15%) und monokristallines (ca. 20%) Silizium. Für Kleinstanwendungen wie Taschenrechner wird amorphes Silizium mit Wirkungsgraden um 5 % eingesetzt, vgl. dazu Marenbach/Nelles/Tuttas (2013), S. 318 und Bollin (2015), S. 383f.

<sup>237</sup> Das Wirkungsprinzip einer Solarzelle aus Halbleitermaterialien (hauptsächlich Silizium) basiert auf dem inneren Photoeffekt. Dabei bestehen Halbleiter aus zwei Bändern – dem Valenzband mit fest gebundenen Elektronen und dem Leitungsband mit frei beweglichen Elektronen – sowie einer dazwischen befindlichen Bandlücke. Trifft ein Photon (Lichtteilchen) mit ausreichend potenzieller Energie auf das Valenzband, wird ein Elektron aus der festen Kristallbindung herausgelöst und überwindet die Bandlücke, um vom Leitungsband absorbiert zu werden. Dieser Prozess führt zu einem Loch im Kristallgitter des Valenzbandes. Aufgrund des entstandenen räumlich getrennten Elektronenloch-Paares tritt eine Potenzialdifferenz (elektrische Spannung) auf. Mithilfe von Metallkontakten an Vorder- und Rückseite der Solarzelle kann damit elektrische Energie entzogen werden. Vgl. zum äußeren und inneren Photoeffekt grundlegend Häberlin (2010), S. 79f. sowie Jülch et al. (2015), S. 124.

Maßgeblich hängt die generierbare Energiemenge von der auftreffenden Sonneneinstrahlung – der *Globalstrahlung*<sup>238</sup> – als externe Einflussgröße ab. Sie kann sowohl direkt als auch diffus<sup>239</sup> (gestreut aufgrund von Staub- oder Wasserteilchen bzw. Wolken in der Atmosphäre) auf die Erdoberfläche treffen. Ihre Intensität hängt insbesondere von der geografischen Position<sup>240</sup>, der vorherrschenden Jahreszeit sowie des Einfallwinkels der Strahlung ab. Um bspw. letzteren Faktor zu optimieren, empfiehlt sich die Ausrichtung einer PV-Anlage in Himmelsrichtung Süden.

Zur Verdeutlichung des theoretischen Energiepotenzials der photovoltaischen Stromerzeugung bedingt durch die Strahlungsintensität wird häufig das sogenannte *Sahara-Wunder* als exemplarisches Beispiel verwendet. Bei einem angenommenen weltweiten Primärenergiebedarf von  $1,454 \cdot 10^{14}$  kWh würde eine ausschließlich mit PV-Anlagen belegte Fläche von 581.600 km<sup>2</sup> (ca. 7 % der gesamten Saharawüste) trotz des vergleichsweise geringen Wirkungsgrades ausreichen, um den Globalstrombedarf vollständig decken<sup>241</sup> zu können. Diese Berechnung zeigt, dass zwar mit einer relativ kleinen Fläche der globale Strombedarf durch regenerative Energiequellen abgedeckt werden könnte, aber die Errichtung und Betrieb von PV-Anlagen damit vornehmlich in äquatornahen Wüstenregionen aufgrund der vorherrschenden Globalstrahlung stattfinden müsste, wo tendenziell keine flächendeckende Netzinfrastruktur mit interkontinentaler Anbindung vorhanden ist. Die idealisierte Kalkulation berücksichtigt zudem nicht den globalen heterogenen Strombedarf, welcher u.a. durch die unterschiedliche Bevölkerungsdichte sowie Tag-/Nachtzeiten hervorgerufen wird.

Unabhängig des Standortes richtet sich die Zusammensetzung technischer Komponenten nach dem Einsatzzweck der PV-Anlage bzw. dem Nutzenkalkül des Investors. Hierbei wird zwischen Insel- und Netzeinspeisesystemen unterschieden. Präferiert der Investor eine dezentrale Energieversorgung mit teilweiser oder vollständiger Unabhängigkeit von einer öffentlichen Stromversorgung, eignen sich hierfür Inselsysteme.

---

<sup>238</sup> Die durchschnittliche Globalstrahlung ist für Deutschland mit 1000 kWh/m<sup>2</sup>/a beziffert, was in etwa die Hälfte der Intensität in der Sahara entspricht, vgl. dazu Konrad (2008), S. 5.

<sup>239</sup> Vgl. ergänzend zum Verhältnis von diffuser und direkter Globalstrahlung bei unterschiedlichen Wetterverhältnissen Wagemann/Eschrich (2010), S. 15.

<sup>240</sup> Für exemplarische kumulierte Jahreswerte der auftreffenden Globalstrahlung an verschiedenen Standorten vgl. Wagemann/Eschrich (2010), S. 16.

<sup>241</sup> Vgl. detailliert zu Annahmen und Zahlenwerten des „Sahara-Wunders“ Mertens (2013), S. 56f.

Neben den obligatorischen PV-Modulen inkl. Verbindungskabeln, werden Sperrdioden (zur Prävention von Rückspeisung elektrischer Energie aus dem elektrischen Speicher), ein Laderegler in Kombination mit einer elektrochemischen Speichereinheit sowie ein Wechselrichter zur Transformation des initial gewonnenen Gleichstroms in Wechselstrom<sup>242</sup> benötigt.

Von maßgeblicher Relevanz sind in dieser Schaltung die Speicher, welche abhängig von benötigter Kapazität und Speicherzyklen in Form von Batterien oder Akkus, und vorrangig in Endverbraucherhaushalten installiert werden. Die Motivation hierfür liegt im charakteristischen zeitlichen Auseinanderfallen von Energieproduktion und Nutzung. Idealtypisch<sup>243</sup> ist die tageszeitliche Stromerzeugung einer PV-Anlage durch den Verlauf des Sonnenstands gekennzeichnet. Charakteristisch nimmt damit die Energieproduktion im Vormittagsbereich sukzessiv zu hin zur Mittagszeit, bei der die Sonne den relativ größten Einfallswinkel zu einem bestimmten Erdpunkt aufweist. Danach sinkt der generierbare Energieertrag über den Nachmittag bis zum vollständigen Ausbleiben bei Sonnenuntergang. Im Vergleich dazu steht die Verbrauchskurve von elektrischen Anwendungen, welche tendenziell antizyklisch zur Erzeugungskurve verläuft. Das divergierende Verhalten von Produktion und Verbrauch begründet bei (reinen) Inselsystemen unmittelbar den Einsatz von Energiespeichern. Privathaushalte – in der Rolle als Erzeuger und (teilweise) Verbraucher<sup>244</sup> – verwenden daher Speichersysteme, um zeitversetzt den Eigenverbrauch<sup>245</sup> mithilfe von PV-Strom partiell oder gar vollständig abzudecken. Aus ökonomischer Perspektive kann dennoch der momentane Einsatz von Energiespeichern, als eine nachfrageseitige Flexibilitätsoption<sup>246</sup>, nicht allgemeingültig als sinnvoll<sup>247</sup> eingeordnet werden. Im Gegensatz dazu profitieren Unternehmen in der Regel überhaupt nicht von der Eigennutzung, da ihre

---

<sup>242</sup> Vgl. ausführlich zu einzelnen Komponenten für die Stromgewinnung der aufgeführten PV-Systemkonstellationen Wagner (2015), S. 107–130.

<sup>243</sup> Ohne den Einfluss von Niederschlagserscheinungen oder Festpartikeln in der Luft.

<sup>244</sup> Vgl. für mögliche Konzepte Ossenbrink (2017), S. 241–244.

<sup>245</sup> Neben typischen Haushaltsanwendungen entwickelt sich eine zunehmend attraktive Alternative der PV-Stromnutzung im Laden von elektrisch betriebenen Fahrzeugen vgl. beispielsweise für ein Projekt zur Förderung der Elektromobilität Donnerbauer (2013), S. 9.

<sup>246</sup> Vgl. für weitere angebots- sowie nachfrageseitige Flexibilitätsoptionen und deren Einsatzgebiete Schill (2013), S. 80; umfassender Papaefthymiou/Haesen/Sach (2018), S. 1027–1029.

<sup>247</sup> Am Beispiel von Kleinspeichern im Haushaltsbereich bei einer Nutzungsdauer von 20 Jahren vgl. Stegner et al. (2016), S. 34–41. Dagegen argumentiert die Studie von Kemfert/Gerbaulet/Hirschhausen (2016), S. 23–27, welche sich allerdings neben Haushaltsspeichern auch auf gewerbliche Speicher bezieht und dabei eine substanzielle Kostendegression bis 2030 bzw. 2050 annimmt.

Strombeschaffungskosten über öffentlich zugängliche Stromnetze geringer<sup>248</sup> sind und speisen daher die erzeugten Energiemengen in Stromnetze ein.

Im industriellen Bereich werden nach Schill (2013) künftig neben elektrischen Speichieranwendungen auch Pumpspeicherwerke zum Ausgleich auftretender Spitzenlasten, die durch eingespeisten Strom aus PV-Anlagen insbesondere im Mittagszeitraum<sup>249</sup> induziert sind, eingesetzt. Neben der Möglichkeit der Eigennutzung besteht bei derartigen hybriden Konzepten auch jederzeit die Opportunität zur zeitweisen partiellen oder vollkommenen Einspeisung<sup>250</sup> in das öffentliche Stromnetz.

Wird dagegen die ausschließliche Einkommensmaximierung durch eine Investition in eine PV-Anlage angestrebt, verwenden Akteure Netzeinspeisesysteme, bei denen sich die erforderlichen Komponenten signifikant reduzieren. Solche Anlagen bestehen aus Solarmodulen inkl. Verbindungskabel, einem Netzeinspeisepunkt sowie einem Wechselrichter<sup>251</sup>, wobei Letzterer für die wirtschaftliche Auslegung entscheidend ist. Ein wesentlicher Faktor hierfür stellt der Wirkungsgrad des Umwandlungsprozesses von Gleich- in Wechselspannung dar, welcher abhängig von der eingehenden Spannung aus den PV-Modulen ist. Zudem spielen die Investitions- und Betriebskosten der Wechselrichter eine entscheidende Rolle. So zieht etwa eine technische Überdimensionierung des Gerätes erhöhte spezifische Kosten nach sich, obwohl kein erkennbarer Mehrwert für den Investor besteht. Generell dienen PV-Anlagen mit stromeinspeisendem Zweck – unabhängig von ihrer Leistungsgröße – zur Bereitstellung von *Mittel- und Spitzenlasten*. Die Grundlastfähigkeit ist aufgrund des heterogenen und tageszeitlich limitierten Strahlungsangebots der Sonne nicht gegeben. Bei der Wahl zwischen beiden Systemmodalitäten gilt es aus steuerlicher Perspektive abschließend zu beachten, dass erzielte Erträge aus dem Stromverkauf zu versteuern sind, während Einsparungen durch Eigennutzung der generierten Energie keiner Steuerpflicht unterstehen.

---

<sup>248</sup> Durch die Novellierung des EEG sind Besitzer von PV-Anlagen mit einer Mindestgröße von 10 kW verpflichtet, einen anteiligen EEG-Beitrag auf den Eigenstromanteil zu zahlen, vgl. zunächst Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015b), S. 4, sowie ausführlich Kap. 2.5.

<sup>249</sup> Vgl. zur flächendeckenden Integration in das deutsche Stromnetzverbundsystem und künftigen Speicherung von PV-Energie Schill (2013), S. 74–76. Vgl. für ein Optimierungsmodell zur PV-Stromnutzung im Haushaltsbereich Rascon et al. (2016), S. 377–381.

<sup>250</sup> Bei reinen Inselanlagen besteht keine Möglichkeit zur Einspeisung in öffentliche Stromnetze.

<sup>251</sup> Zur technischen und ökonomischen Auslegung von PV-Systemen mit dem Zweck der ausschließlichen Netzeinspeisung vgl. Wesselak/Voswinckel (2012), S. 79f.

Im Wesentlichen basiert die Solarzellentechnologie auf dem Halbleitermaterial Silizium<sup>252</sup>, da das Material auf der Erdoberfläche in hohen Mengen gewonnen werden kann. Weitere kommerziell verfügbare Technologien mit jedoch eher untergeordnetem Marktanteil stellen Dünnschichtzellen auf Cadmiumtellurid-<sup>253</sup> und vermindert auf Siliziumbasis<sup>254</sup>, Solarzellen aus organischen Materialien<sup>255</sup> sowie hochkonzentrierte Solarzellen<sup>256</sup> dar. Unabhängig von der verwendeten Technologie prognostizieren Shah/Booream-Phelps (2015) ein kontinuierliches Wachstum für den globalen Ausbau von Photovoltaikanlagen<sup>257</sup> verschiedener Kapazitätsklassen. Der prognostizierte Trend wird sich gleichermaßen, wenn auch bisher in relativ restriktiver Weise, in Deutschland fortsetzen, da davon ausgegangen wird, dass die Energiegewinnung durch Photovoltaik neben Windenergie einen substantziellen Anteil am künftigen Stromerzeugungsmix<sup>258</sup> haben wird.

#### 2.4.5 Wasserkraft

Die einzige regenerative Energiegewinnungsmethode, die ohne direkte Einflussnahme der Sonnenstrahlung bei gleichzeitig höchster Standortinterdependenz auskommt,

---

<sup>252</sup> Etwa 90 % aller produzierten Solarzellen werden aus mono- oder multikristallinem Silizium gefertigt, vgl. dazu Fraunhofer ISE (2013), S. 18f.

<sup>253</sup> Dünnschichtmodule zeichnen sich durch ihr sehr geringes Gewicht und Dicke aus. Dabei wird das Halbleitermaterial auf ein Trägermaterial (z.B. Glas) vergleichsweise sehr dünn (wenige Mikrometer) aufgedampft oder aufgesprüht und dann mit einer Glasscheibe abgedeckt. Vgl. Fraunhofer ISE (2019), S. 73 zu ihrem momentanen Marktanteil von nur etwa 5 % (2014), der insbesondere in den toxischen Bestandteilen sowie dem relativ geringeren Wirkungsgrad für Serienprodukte laut Köne- mann (2014), S. 13, begründet ist. Positiv hervorzuheben ist der geringe Anteil an kostenintensiven, strategisch wichtigen Funktionsmetallen, vgl. dazu zusammengefasst Weyhe et al. (2016), S. 43.

<sup>254</sup> Vgl. ergänzend zu technischen Eigenschaften sowie Herstellungsprozessen Wronski/Wyrsh (2013), S. 270–322.

<sup>255</sup> Bei organischen Solarzellen werden im Vergleich zu kristallinen PV-Modulen kostengünstigere Kohlenstoffverbindungen als Halbleiter eingesetzt, wobei das gewohnte Funktionsprinzip (des Photoeffekts) zur Anwendung kommt. Ihr Vorteil besteht im homogenen Leistungsverhalten bei schlechten Strahlungsverhältnissen und hohen Umgebungstemperaturen, vgl. dazu grundlegend Schulz (2011), S. 9.

<sup>256</sup> Sogenannte Konzentratorzellen bündeln einfallendes Licht mittels Linsen auf eine vergleichsweise kleine Fläche mit aufgetragenem Halbleitermaterial, so dass Wirkungsgrade von deutlich über 35 % erzielt werden können, vgl. dazu Liu et al. (2016), S. 1413. Zur Kosten- und Wirkungsgradentwicklung von hochkonzentrierten Solarzellen vgl. weiterhin Algora/Rey-Stolle (2012), S. 28f.

<sup>257</sup> Zur Markteinschätzung des aktuellen und künftigen, weltweiten PV-Zubaus vgl. Shah/Booream-Phelps (2015), S. 6–8.

<sup>258</sup> Vgl. zum prognostizierten EE-Anlagenausbau, der durch Photovoltaik- und Windenergie geprägt ist, Agora Energiewende (2019), S. 65f.

stellt die Stromerzeugung aus Wasserkraft dar. Allerdings reguliert die Globalstrahlung den weltweiten Wasserkreislauf in Form von Niederschlag und Verdunstung<sup>259</sup> und somit in indirekter Hinsicht auch das zur Stromgewinnung benötigte Wasserangebot. Wasserkraft wird nutzbar durch die Umwandlung von kinetischer Energie (des Wassers) in elektrische Energie, indem gezielt Wassermengen durch Wasserturbinen im Krafthaus fließen, die wiederum Generatoren antreiben. Befindet sich eine Wasserquelle oberhalb des Meeresspiegels, besitzt es aufgrund der Erdgravitation zusätzlich nutzbare potenzielle Energie, welche mit steigendem Höhenunterschied stetig zunimmt. Neben der Fallhöhe des Wassers repräsentieren die durch die Turbine(n) strömende Wassermenge<sup>260</sup> und deren technische Wirkungsgrade die beeinflussbaren Parameter für die Stromproduktion. Daneben fließen die Wasserdichte, die Erdbeschleunigung sowie die Dauer als unabhängige Größen in die Kalkulation der nutzbaren elektrischen Energie ein.

Das grundsätzliche Wirkungsprinzip der Energiekonversion von Wasser wurde in Deutschland erstmals im 11. Jahrhundert eingesetzt: zunächst ausschließlich für mechanische Anwendungen, und erst ab dem 19. Jahrhundert hauptsächlich zur Generierung von elektrischem Strom<sup>261</sup>. Prinzipiell können Flüsse, Staudämme, Meere oder gar Gletscher als Standorte zur Energiegewinnung dienen, wobei die letzteren zwei Varianten weniger konventionell sind. Daran anknüpfend werden in Abhängigkeit von Wasserfallhöhe und Wasserdurchflussmenge bzw. spezifischer Drehzahl<sup>262</sup> typischerweise die Turbinen – als Herzstück der Wasserkraftanlage – ausgelegt.

Durch geringe Fallhöhen bis ca. 15 m zeichnen sich Laufwasserkraftwerke aus, welche der Gruppe der Niederdruckanlagen zugehörig sind. Dabei können Fluss- und Ausleitungskraftwerke als typische Vertreter diesem Anlagenkonzept zugeordnet werden. Die geringen Druckverhältnisse resultieren aus den vorliegenden topografischen Gegebenheiten, welche ein Anstauen von Laufwasser in andere Uferregionen<sup>263</sup> abseits

---

<sup>259</sup> Vgl. zum Niederschlags- und Verdunstungskreislauf Neubarth/Kaltschmitt/Lippitsch (2009), S. 59f.

<sup>260</sup> Vgl. grundlegend zur Energiekonversion von Wasserkraftanlagen Kaltschmitt/Streicher (2009), S. 65.

<sup>261</sup> Zur Historie der anfänglichen Ausnutzung von Wasserkraft vgl. Miller (1925), S. 181f.

<sup>262</sup> Für einen schematischen Überblick zur Ausrichtung von Turbinen vgl. die Darstellung von Giesecke/Heimerl/Mosonyi (2014), S. 533.

<sup>263</sup> Vgl. grundlegend Giesecke/Heimerl/Mosonyi (2014), S. 111; im Detail zu verschiedenen Typen von Laufwasserkraftwerken S. 111–120.

des Flusslaufs verhindern. Somit wird ausschließlich auf das unmittelbar, zumeist homogen vorhandene Wasserangebot aus Flüssen zurückgegriffen und das Wasser direkt am Staudamm der Anlage angestaut. Das Wasser wird in den sogenannten Druckstollen geleitet und fließt dabei komprimiert zur Turbine<sup>264</sup>, welche letztlich einen Generator antreibt und dadurch elektrische Energie generiert.

Durch den permanenten und in der Regel gleichmäßigen Wasserstrom hinsichtlich des Zu- und Abflusses können etwa Flusskraftwerke Grundlasten für Stromnetze<sup>265</sup> bereitstellen. Mit einer gewöhnlichen Betriebsnutzungsdauer von 70 Jahren werden sie zwischen 20 und 40 Jahren länger eingesetzt als andere konventionelle und regenerative Energieerzeugungsanlagen<sup>266</sup> wie etwa Windkraftanlagen. Neben herkömmlichen Laufkraftwerkskonzepten mit direktem Wasserzulauf existieren Ausleitungskraftwerke als Spezialform mit einem typisch separaten, geradeverlaufenden Wasserzubringungskanal<sup>267</sup>, wie Abbildung 9 illustriert.

Diese Bauart wird bei ausgesprochen kurvig verlaufenden Flüssen eingesetzt, um die dadurch zu geringe Fallhöhe und das zu niedrige Wasserdruckniveau zu kompensieren. Im Unterschied zu Niederdruckanlagen weisen Hochdruckanlagen große Fallhöhen von mindestens 50 m<sup>268</sup> und vergleichsweise geringe Durchflussmengen von Wasser auf, wobei letztere insbesondere das Erreichen finanzieller Zielstellungen von Investoren determinieren. Im Falle von zu geringen oder stark schwankenden Zuflüssen der Hauptwasserquelle müssen umliegende Wasserreservoirs und -speicherbecken über Beileitungen kurzfristig hinzugezogen<sup>269</sup> werden können, um einen kostendeckenden Betrieb der Anlage zu gewährleisten. Daraus resultieren eine permanente Belastung der Profitabilität (durch zusätzlichen Aufwendungen) sowie eine zunehmende Komplexität beim Bau derartiger Anlagen.

---

<sup>264</sup> Vgl. Lippelt (2011), S. 72.

<sup>265</sup> Vgl. Heimerl/Kohler (2014), S. 153; auch Böttcher (2009), S. 18. Jahreszeitlich bedingte Schwankungen werden dabei von Anlagenbetreibern mit ins Kalkül gezogen, welche sich aber insgesamt über das Jahr kompensieren, vgl. dazu Bardt/Biebeler/Haas (2013), S. 310.

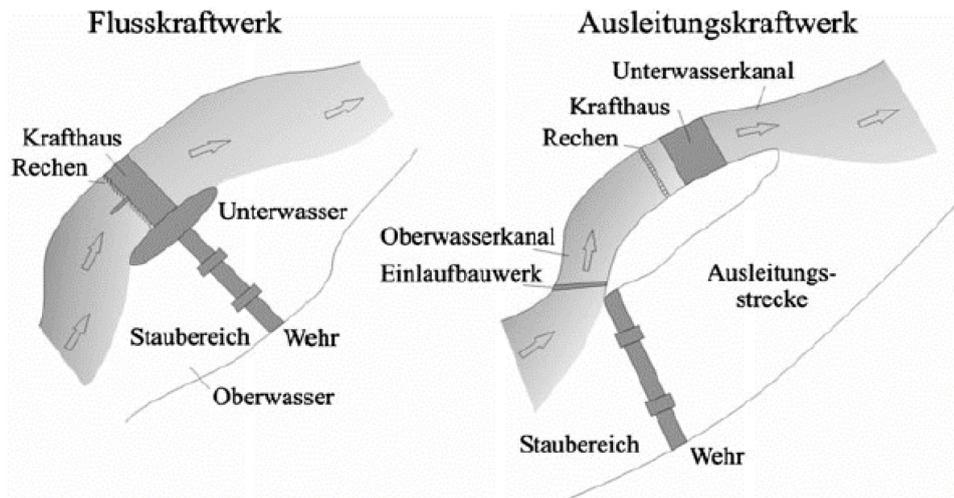
<sup>266</sup> Zu typischen Lebensdauern verschiedener elektrischer Erzeugungsanlagen vgl. Brauner (2016), S. 36.

<sup>267</sup> Für das Funktionsprinzip von Ausleitungsanlagen vgl. Aufleger et al. (2013b), S. 566f.

<sup>268</sup> Vgl. Baumann/Juric (2013), S. 304.

<sup>269</sup> Vgl. grundlegend zur Bau- und Betriebsweise von Hochdruckwasserkraftanlagen Giesecke/Heimerl/Mosonyi (2014), S. 122–124.

Abb. 9: Schemata von Fluss- und Ausleitungskraftwerken<sup>270</sup>



In der Abbildung werden die Funktionsprinzipien beider Laufwasserkraftwerkstypen Fluss- (links) und Ausleitungskraftwerk (rechts) dargestellt. Der nutzbare Wasserfluss zur Energiegenerierung ist farblich in grau gehalten und mit Pfeilen markiert.

Aufgrund der angeschlossenen Speicherbecken eignen sie sich sowohl zur Energiegewinnung als auch zur kurzen bis langfristigen Speicherung von Strom mit Hilfe von Pumpspeicherkraftwerken<sup>271</sup>. Letztgenannte wechseln in Abhängigkeit vom Strombedarf mehrfach täglich ihre Betriebsart in kurzen Zeitabständen entweder in den Durchlauf- (zur Bereitstellung von kurzfristigen Spitzenlasten) oder Pumpenbetrieb (Energiespeicherung)<sup>272</sup>. Damit verfügen Pumpspeicherkraftwerke neben der sogenannten Schwarzstartfähigkeit, d.h. Anlagen können ohne zusätzliche Energie aus öffentlichen Stromnetzen hochgefahren werden, auch über ein enormes Regelenergiebereitstellungsvermögen<sup>273</sup>. Durch ihre hohen Wirkungsgrade um etwa 80% sowie ihre zum Teil relativ hohen (potenziellen) Speicherkapazitäten bei zugleich geringen Energieumwandlungsverlusten werden sie aktuell am häufigsten zur Speicherung großer Mengen elektrischen Stroms<sup>274</sup> in Deutschland eingesetzt.

<sup>270</sup> Quelle: Heimerl/Kohler (2014), S. 154.

<sup>271</sup> Vgl. Höller/Jaberg (2015), S. 298.

<sup>272</sup> Zu Anforderungen von Wasserkraftanlagen vgl. überblickartig Ramsauer (2010), S. 1.

<sup>273</sup> Vgl. zu Vorteilen von Pumpspeicherkraftwerken Aufleger et al. (2013a), S. 374.

<sup>274</sup> Zum Vergleich verschiedener Speichertechnologien hinsichtlich Wirkungsgrad sowie Investitions- und Stromgestehungskosten vgl. Brauner (2013), S. 150.

Unabhängig von der Bauart einer Wasserkraftanlage üben sie neben der äußerst prognostizierbaren<sup>275</sup> Stromproduktion und (möglichen) Speicherfähigkeit weitere essentielle Funktionen in Form von u.a. Hochwasserschutz, Trinkwasserversorgung, Stabilisierung des Grundwasserspiegels oder Bewässerung<sup>276</sup> von umliegenden Gebieten aus. Dessen ungeachtet besteht für alle erläuterten Anlagentypen in Deutschland nur ein stark begrenztes Ausbaupotenzial. Anderer (2013) schätzt bspw. einen Zubau von lediglich 14-19 % des bereits genutzten Potenzials als realistisch<sup>277</sup> ein. Die geringe Ausbauprognose begründet sich auf den ersten Blick durch topografische Limitierungen und zunehmende ökologische Anforderungen. Unter Letztgenannten ist insbesondere der Schutz von Fischpopulationen<sup>278</sup> hervorzuheben. Unter Anwendung von Fischtreppe können sich aber bestimmte Fische grundsätzlich sowohl flussauf- als auch flussabwärts bewegen. Neben den obligatorischen, nicht unumstrittenen Fischtreppe werden erste fischfreundliche Turbinen<sup>279</sup> entwickelt, um dem Rückgang von Fischbeständen entgegenzuwirken<sup>280</sup>. Hinsichtlich geografischer Beschränkungen bilden hierbei die wasserkraftzweckdienlichen Gewässer und, vor allem für Hochdruckanlagen, Standorte mit adäquaten Fallhöhen die wesentlichen Aspekte, welche den Ausbau behindern. Im Fall von Pumpspeicherkraftwerken fehlt es im geografischen Norden Deutschlands an Gebirgen zur Erreichung wesentlicher Fallhöhen für den Durchlauf- und Pumpenbetrieb. Besonders deutlich wird dieses Manko im gesamte-nergiwirtschaftlichen Kontext bei der Speicherung von kurzfristig verfügbarer elektrischer Energie aus Windkraft, die wiederum im Wesentlichen im Norden des Landes erzeugt wird.

---

<sup>275</sup> Vgl. für weitere positive und negative Effekte beim Betrieb von Wasserkraftanlagen Heimerl/Held/Krull (2008), S. 132.

<sup>276</sup> Zur überblicksartigen Darlegung von weiteren Funktionen von Wasserkraftwerken als Energieproduzent und -speicher vgl. Horlacher (2007), S. 95; sowie Pelikan (2009b), S. 430.

<sup>277</sup> Die Prognose wurde unter aktuell geltenden rechtlichen, technischen und ökologischen Rahmenbedingungen entworfen, vgl. Anderer (2013), S. 40. Nach Pelikan (2009a), S. 433, beträgt das ökologisch und ökonomisch realisierbare Potenzial durch Neu- und Umbau europaweit nur ca. 10 %. Dabei schließt der geschätzte Zubau auch die Modernisierung bestehender Anlagen ein, für den wiederum besondere Gesetzmäßigkeiten durch die stetige Fortentwicklung rechtlicher und ökologischer Vorgaben gelten, vgl. hierzu ergänzend Thomas/Vollprecht (2013), passim, bes. S. 306–310.

<sup>278</sup> Vgl. zur Erläuterung rechtlicher Hintergründe zum Schutz von Fischpopulationen Buerstedde (2014), S. 114–116.

<sup>279</sup> Für den aktuellen Entwicklungsstand und bestehende Herausforderungen von fischfreundlichen Wasserturbinen vgl. Meijnen/Grünig (2015).

<sup>280</sup> Vgl. zusätzlich für weitere ökologische Problemstellungen im Zielkonflikt von energiepolitischen Entscheidungen am Beispiel von Österreich Klinglmair/Bliem (2014), passim, bes. S. 16–18.

Vor diesem Hintergrund kommen anderweitige Konzepte für die Nutzung von Wasserkraft in Frage. Beispielsweise nutzen Gezeitenkraftwerke die lunaren Einflüsse in Gestalt von Ebbe und Flut (Tiden) an Küstenregionen. Hierbei füllt sich bei Flut ein Oberbecken mit Meereswasser und bei Ebbe durchströmt das Wasser die Beckenöffnung und gelangt in das Unterbecken, wobei eine Turbine mit angeschlossenem Generator<sup>281</sup> dazwischen geschaltet ist. Einerseits bieten Tidenkraftwerke durchgängig gleichhohe Energieerträge (Grundlastfähigkeit), andererseits reduzieren hohe Investitionskosten<sup>282</sup> und Betriebskosten infolge von Korrosion und Muschelbildung die ökonomische Attraktivität der Anlagen. Daher wird Gezeitenenergie aktuell nicht in nennenswerten Größenordnungen in Deutschland eingesetzt. Auch auf globaler Ebene existieren nur vereinzelte Großanlagen (> 1 MW), die überhaupt im signifikanten Maße zur Stromversorgung<sup>283</sup> beitragen. Gleichsam führen Meereswellenkraftwerke, Meeresströmungskraftwerke sowie ozeanthermische Kraftwerke<sup>284</sup> ein Schattendasein sowohl auf deutschlandweiter als auch auf weltweiter Ebene.

Zusammenfassend zeigt sich, dass sich die einzelnen regenerativen Energieträger bzw. deren Anlagen(konzepte) in ihrer Wirkungsweise teils stark unterscheiden. Die Heterogenität bei der Stromproduktion zwischen den Energiearten spiegelt sich auch in der ökonomischen Attraktivität für Investoren wider. Indes wird grundsätzlich die Stromerzeugung bei alle mit regenerativen Einsatzstoffen betriebenen Energieanlagen durch ein gemeinsames, übergeordnetes Rahmenwerk in Form des EEG und darüber hinaus der börsliche Handel durch die Merit-Order wesentlich flankiert, was der nachfolgende Teilabschnitt dargelegt.

---

<sup>281</sup> Vgl. grundlegend zum Funktionsprinzip von Gezeitenkraftwerken Zahoransky (2015b), S. 347f.

<sup>282</sup> Aufgrund von Nutzungsdauern, die zwei- bis dreimal höher sind (ca. 75 Jahre) als die von konventionellen Kraftwerken, können Gezeitenkraftwerke wirtschaftlich betrieben werden. Jedoch variieren ihre Gesteungskosten zwischen Ländern und Leistungsklassen teilweise sehr stark, vgl. dazu ausführlich Europäische Kommission (2018), S. 30–40; knapper Ene Charlier/Finkl (2009), S. 158f.

<sup>283</sup> Für einen Überblick zu weltweit in Betrieb genommenen Anlagen vgl. Bryden (2013), S. 1467.

<sup>284</sup> Zum grundlegenden Funktionsprinzip von Meeresströmungs- und Meereswellenenergie vgl. Xu/Ni/Zheng (2015), S. 201–203; zur Wirkungsweise und aktuellen Entwicklungen von ozeanthermischen Kraftwerken vgl. Tinaikar/Padate/Jain (2013), S. 144f.

## 2.5 Einfluss des EEG und der Merit-Order auf den Stromhandel

Seit dem Inkrafttreten des EEG im Jahr 2000 besitzt die Erzeugung von elektrischem Strom aus erneuerbaren Energieträgern<sup>285</sup> eine grundsätzlich bevorteilte Stellung gegenüber der konventionellen Energieproduktion. Mit der Novellierung des EnWG 2005 wurde dieser Fördergedanke zum Ausbau erneuerbarer Energien zudem in das wichtigste deutsche gesetzliche Rahmenwerk<sup>286</sup> für die Gestaltung der binnenländischen Energiewirtschaft integriert. Sowohl private Haushalte als auch Energieversorger können (bisher) die Einspeisung<sup>287</sup> von Strom aus erneuerbaren Energiequellen in die Stromnetze jederzeit, d.h. nicht zwangsläufig verbrauchsorientiert, in fast beliebig hohen Mengen<sup>288</sup> und mit Vorrang gegenüber konventionellen Energien vornehmen. Dabei unterstehen Netzbetreiber<sup>289</sup> in erster Linie – als stromabnehmende Akteure – prinzipiell der Pflicht, den Netzanschluss von jeglichen Anlagen zur Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien unverzüglich und priorisiert im Sinne des § 5 Abs. 1 S. 1 EEG einzurichten. Des Weiteren binden sie sich in zweiter Linie, den produzierten Strom abzunehmen und ihn im eigenen Netz bis zum nächsten Verknüpfungspunkt mit einem fremden Netz zu übertragen (§ 8 Abs. 1 EEG). Zudem wird grundsätzlich jedem Betreiber von EE-Anlagen eine Einspeisevergütung<sup>290</sup> auf Grundlage von § 19 EEG garantiert, welche vom Netzbetreiber zu entrichten ist. Der fixe Abnahmepreis<sup>291</sup> je

---

<sup>285</sup> Abgeleitet aus § 1 I EEG: „Zweck dieses Gesetzes ist es, insbesondere im Interesse des Klima- und Umweltschutzes eine nachhaltige Entwicklung der Energieversorgung zu ermöglichen, die volkswirtschaftlichen Kosten der Energieversorgung auch durch die Einbeziehung langfristiger externer Effekte zu verringern, fossile Energieressourcen zu schonen und die Weiterentwicklung von Technologien zur Erzeugung von Strom aus erneuerbaren Energien zu fördern“.

<sup>286</sup> Vgl. für Neuerungen im EnWG 2005 Eickhof/Holzer (2006), S. 269–274 sowie zur Verflechtung des EEG im EnWG bspw. §§ 13, 17d, 17f und 42 EnWG.

<sup>287</sup> Mit dem Überschreiten bestimmter Leistungsgrößen von Anlagen zur Solar-, Wind- und Biomasseenergienutzung muss der eingespeiste Strom mittlerweile durch den Betreiber direkt an Endabnehmer, Großhändler oder Börsen vermarktet werden, um eine Einspeisevergütung zu erhalten. Ausgenommen von dieser Regelung sind Klein(st)anlagenbetreiber, um deren Aufwand gering zu halten, vgl. dazu Kramer (2015), S. 73.

<sup>288</sup> Bei zu hoher Netzbelastung durch die Einspeisung erneuerbarer Energien werden systemrelevante Anlagen abgeschaltet, wobei die Nichtabnahme Betreibern im Ausgleich vergütet wird. Vgl. zu Rechten und Pflichten bei der Einspeisung von Strom aus EE-Anlagen aus Sicht der Netzbetreiber Altrock/Vollprecht (2011), S. 234–240.

<sup>289</sup> Hierbei definiert sich ein Netzbetreiber nach § 3 Abs. 8 EEG ohne Bezug auf das EnWG zu nehmen, vgl. Koenig/Kühling/Rasbach (2012), Fn. 5 sowie ferner Theobald/Nill-Theobald (2013), S. 501.

<sup>290</sup> Seit 2010 sind Übertragungsnetzbetreiber sogar angewiesen den durch EE-Anlagen eingespeisten Strom an Spotmärkten zu verkaufen, vgl. Spicker (2014), S. 145.

<sup>291</sup> Der Vergütungssatz richtet sich nach Anlagentyp- und -leistungsklasse sowie Zeitraum der Inbetriebnahme, vgl. dazu exemplarisch die Veränderungen der Sätze aus EEG 2012 und EEG 2014 von Döring (2015), S. 76f. Zu weiterführenden Details über Verpflichtungen von Netzbetreibern und Anlagenbetreibern vgl. ergänzend Thomas (2014), passim.

eingespeister Einheit elektrischen Stroms ist für einen Zeitraum von 20 Jahren (§ 22 EEG) festgeschrieben und liegt dabei nach Koenig/Kühling/Rasbach (2012) (noch) stets oberhalb des marktgängigen Abnahmepreises für Strom<sup>292</sup> aus Großhandelstransaktionen.

Vornehmlich wurde der Vergütungsanreiz initiiert, um einerseits den Ausbau klimaschonender und ressourcenerhaltender Energien voranzutreiben und andererseits den Mehrkostenaufwand der Stromerzeugung gegenüber konventionellen Energien zu kompensieren. Die zunächst vom Übertragungsnetzbetreiber zu zahlenden Fördersätze werden als sogenannte EEG-Umlage grundsätzlich<sup>293</sup> an den Stromendabnehmer weitergegeben. Die Verpflichtung zur Zahlung der Umlage wird in § 60 EEG für Elektrizitätsunternehmen und in § 61 EEG für Letztverbraucher und Eigenversorger festgeschrieben. Die von den vier Übertragungsnetzbetreibern jährlich einmal bestimmte EEG-Umlage<sup>294</sup> muss nach §§ 3, 5 AusglMechV<sup>295</sup> zudem von selbigen Akteuren für das Folgejahr prognostiziert und publiziert werden.

Aufgrund des Wachstums von installierten PV-Anlagen und der damit einhergehenden Erhöhung der EEG-Umlage pro Mengeneinheit veranlasste die Bundesregierung neben der Herabsetzung aller Förderprämien für die Einspeisung von EE-Strom, auch eine Deckelung der Fördersätze für PV-Strom<sup>296</sup> mithilfe des EEG 2012. Gleiches erreichte sich bei Windenergie (On- und Offshore) sowie Biomasse mit der Novellierung des EEG 2014 (§ 27 EEG) mit Wirkung zum Jahresbeginn 2016. Grundlegend variierte seinerzeit die Höhe der Einspeisevergütung zwischen den Energieträgern teilweise sehr stark und orientiert sich dabei an den spezifischen Investitions- und Betriebskosten des jeweiligen Anlagentyps<sup>297</sup>.

---

<sup>292</sup> Vgl. Koenig/Kühling/Rasbach (2012), S. 226, deren Aussage sich auf den Zeitraum 2000 bis 2012 bezieht. Insgesamt weisen die Vergütungssätze eine degressive Entwicklung seit ihrer Implementierung auf, so dass die Gültigkeit des Fazits eventuell mittlerweile nicht mehr gegeben sein kann.

<sup>293</sup> Ausnahmen in Form von vollständigen und partiellen Befreiungen für stromintensive Unternehmen und Schienenbahnen werden durch §§ 63 ff. EEG geregelt.

<sup>294</sup> Vgl. zur Ermittlung der EEG-Umlage exemplarisch für das Jahr 2016 aus Perspektive der Übertragungsnetzbetreiber 50 Hertz et al. (2015). Für eine mögliche preisliche Entwicklung der EEG-Einspeisevergütungen vgl. Leipziger Institut für Energie (2014), S. 111–161 sowie für eine Prognose der künftigen Umlagenhöhe für Endkunden vgl. Szenarien von Nagl/Paulus/Lindenberger (2013).

<sup>295</sup> Für eine ergänzende Betrachtung zur Einflussnahme der Ausgleichsmechanismusverordnung im Kontext des Ausbaus EE-Anlagen vgl. Rostankowski (2010).

<sup>296</sup> Vgl. Salje (2016), S. 498.

<sup>297</sup> Vgl. Koenig/Kühling/Rasbach (2012), S. 229.

Das mit dem Ausbau erneuerbarer Energie verbundene primäre Ziel der Bundesregierung ist die Erreichung von *Netzparität*. Dieser Zustand tritt originär dann ein, wenn die Stromgestehungskosten von erneuerbarer Energie äquivalent oder gar niedriger gegenüber denen konventioneller Energien sind. Der Begriff wird hauptsächlich von Endverbrauchern, welche in eine (private) PV-Anlage<sup>298</sup> investiert haben, gebraucht. Es muss hierbei die oft mangelnde definatorische Trennschärfe kritisch angemerkt werden, da die Kosten der Eigenerzeugung einer bestimmten Menge Strom nur Teilkosten<sup>299</sup> darstellen, während die Aufwendungen für den Strombezug aus öffentlichen Netzen auf Vollkostenbasis<sup>300</sup> berechnet werden. Gerade durch das Zustandekommen begrifflicher Abwandlungen oder Neudefinitionen wird Netzparität zu unterschiedlichen Zeitpunkt erreicht werden. So liegt bspw. nach Ammon (2013) Netzparität bei Gegenüberstellung von Stromerzeugungskosten einer neu errichteten PV-Anlage und den von privaten Endkunden zu entrichtenden durchschnittlichen Strompreisen<sup>301</sup> bereits seit 2011 in Deutschland vor. Demgegenüber konstatiert er, dass bei vergleichender Betrachtung der Stromerzeugungskosten des deutschen Energiemixes und Strompreisen von Privatkunden die avisierte Netzparität erst im Jahr 2020 eintreten wird. Diese Erwartungshaltung ist getrieben durch die Annahme einer kontinuierlichen Kostendegression bei der Stromproduktion aus erneuerbaren Energiequellen. Weitere konträre Sichtweisen zum Erreichen der Netzparität für PV-Strom werden von Munoz et al. (2014) diskutiert<sup>302</sup> und bewertet.

---

<sup>298</sup> Vgl. Definition von Blakers (2011): hier als „Retail Grid Parity“ bezeichnet, beschreibt den unmittelbaren Bezug zur privaten Selbstversorgung mit PV-Strom von Endverbrauchern; vgl. daneben auch Ammon (2016), S. 32.

<sup>299</sup> Kosten für die Netznutzung sowie Steuern werden hierbei exkludiert.

<sup>300</sup> Vgl. hierzu sowie zum schrittweisen Erreichen von Netzparität am Beispiel von PV-Strom Acosta López/Müller-Pelzer (2008), S. 140f.

<sup>301</sup> Vgl. Fazit von Ammon (2013), S. 228. So auch Liebreich (2014) von Bloomberg New Energy Finance: „Many of the signs have been building up in the past few years – the way the costs of solar and wind power have closed in on those for conventional power, even beginning to undercut them without subsidies in many parts of the world; the way grids have become capable of integrating much higher percentages of renewable electricity than previously possible; the way renewable energy with no marginal cost of production has disrupted the clearing prices of electricity markets [...]“. Für eine konträre Einschätzung mit abweichendem Resultat vgl. Bazilian et al. (2012), S. 11–13.

<sup>302</sup> Vgl. Hurtado Munoz et al. (2014), S. 184–189.

Die erstmalig im EEG 2012<sup>303</sup> angedeutete Transformation von einem technologiefördernden zu einem wettbewerbsorientierten Vergütungsmodell durch die Einführung der *Direktvermarktung*<sup>304</sup> für PV-Strom bildete den Grundstein zur sukzessiven Einstellung der bis dato bekannten, einseitigen, staatlichen EEG-Förderung. Der Terminus der Direktvermarktung definiert sich nach § 33 Abs. 1 EEG als den Vertrieb von Strom aus erneuerbaren Energien an Dritte auf börslichem oder außerbörslichem Wege.

Ein Fördermechanismus in Form einer Marktprämie als Substitut für die EEG-Einspeisevergütung wird dem Anlagenbetreiber neben dem Verkaufserlös zusätzlich vom Netzbetreiber gewährt. Dabei ergibt sich die Marktprämie als Differenzbetrag zwischen der für den Anlagenbetreiber geltenden EEG-Vergütung und dem energieträgerspezifischen Börsenstrompreis<sup>305</sup>, erhöht um eine sogenannte *Managementprämie*. Eine Anreizwirkung für Anlagenbetreiber zur eigenständigen Direktvermarktung besteht darin, dass Zusatzgewinne erzielt werden können, wenn sich die mit Direktvermarktung generierten Preise auf einem höheren Niveau befinden als die durchschnittlichen Börsenstrompreise<sup>306</sup> (*Preis-Spreads*). Ein weiterer positiver Anzeizeffekt der Direktvermarktung zeigt sich in der erhöhten Bedarfsorientierung der Anlagenbetreiber. Da hohe Börsenstrompreise in der Regel eine hohe Stromnachfrage<sup>307</sup> signalisieren, adjustieren sie ihre Stromproduktion in Abhängigkeit vom aktuellen Bedarf. Auch der intensivere Informationsaustausch zwischen EEG-Anlagenbetreiber und Vermarkter<sup>308</sup> hinsichtlich Angebot und Nachfrage trägt zur Entwicklung hin zu einem bedarfsorientierten, prognostizierbaren Marktmodell zur bundesweiten Stromerzeugung und -verteilung<sup>309</sup> bei.

---

<sup>303</sup> Vgl. kritisch zur ungleichen Belastung der EEG-Umlage nach der Novellierung des EEG 2012 Teichert/Niehues/Bardt (2012); ferner für ein kritisches Fazit zum Wirken des EEGs bisher vgl. Löschel/Flues/Heindl (2012).

<sup>304</sup> Bereits im EEG 2009 wurde die Direktvermarktung eingeführt, jedoch ohne nennenswerte ökonomische Vorzüge gegenüber der fixen Einspeisevergütung für Anlagenbetreiber zu gewährleisten. Vgl. dazu Theobald/Nil-Theobald (2013), S. 512.

<sup>305</sup> Zu einer kritischen Betrachtung des Marktprämienansatzes vgl. Wustlich/Müller (2011), S. 388–392.

<sup>306</sup> Vgl. Koenig/Kühling/Rasbach (2012), S. 231.

<sup>307</sup> Zur Signalwirkung von Preisen an Strommärkten bei Direktvermarktung vgl. Agora Energiewende (2014a), S. 74–77.

<sup>308</sup> Vgl. Möhrlein/Pahlow/Jørgensen (2012), S. 10, 25.

<sup>309</sup> Vgl. Wustlich/Müller (2011), S. 388.

Nach der weiteren Forcierung der Direktvermarktung von Strom aus Wind- und Bioenergie (EEG 2014)<sup>310</sup> sowie der Absenkung der garantierten Vergütung wird letztgenannter Förderbetrag mit Jahresbeginn 2017 (EEG 2017) zwar nach wie vor prolongiert, jedoch wird die Förderungsgewährung und -höhe nun anhand von öffentlich ausgeschriebenem Auktionen im wettbewerblichen Umfeld festgelegt. Ausschließlich der Betreiber mit der wirtschaftlichsten EE-Anlage erhält dann den Zuschlag zur Errichtung sowie eine staatliche Förderung<sup>311</sup>. Damit werden Subventionen nicht gänzlich abgeschafft, sondern neue Rahmenbedingungen im Sinne der Kosteneffizienz geschaffen. Für die langfristige Marktfähigkeit erneuerbaren Energien stellt der unmittelbare Wettbewerb nunmehr die essentielle Herausforderung dar. Neben dem marktorientierten Ansatz zum Ausbau regenerativer Energien erfolgen regulatorische Eingriffe in Gestalt von jährlich fixierten Leistungsbegrenzungen für den geförderten Zubau<sup>312</sup> neuer Anlagen. Die Begrenzung wird insbesondere durch fehlende Stromnetze zur Weiterverteilung, und ferner mit der meist unzureichenden Synchronisierung zwischen Netzkopplungspunkt und einspeisender Anlage begründet. Von einer Gleichstellung konventioneller und erneuerbarer Energien hinsichtlich ihrer Wettbewerbsfähigkeit kann daher zu diesem Zeitpunkt nicht gesprochen werden.

Des Weiteren soll komplementär zum EEG und vorrangig zum EnWG das Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarkts – kurz „Strommarktgesetz“ – als übergreifendes Mantelgesetz den avisierten Paradigmenwechsel im Sinne des Energiewendegedankens unterstützen. Das 2016 erlassene Gesetz wird von der Bundesregierung als größte Reform seit der Liberalisierung des binnenländischen und europäischen Strommarktes<sup>313</sup> bezeichnet. Zunächst konzeptionell als sogenannter *Strommarkt 2.0* entworfen

---

<sup>310</sup> Vgl. grundlegend zu Neuerungen des EEG 2014 Herz/Valentin (2014); ferner auch Gawel/Lehmann (2014), S. 652–654.

<sup>311</sup> Der Umstieg auf eine wettbewerbliche Förderung gilt für die Energiegewinnung aus Wind (On- und Offshore), Sonne und Biomasse. Weiterhin ausgenommen von der Vorgabe sind kleine Anlagen. Zu den wesentlichen Neuerungen des EEG vgl. grundlegend Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2016d), S. 6–9.

<sup>312</sup> Zu konkreten Planungsvorgaben für maximale jährliche Ausschreibungsvolumina bezüglich der Neuinstallation von PV-, Wind- und Bioenergieanlagen vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2016b), S. 4–7 sowie ergänzend S. 9–14.

<sup>313</sup> Der vom Gesetzgeber geprägte Begriff umfasst neben der freien Preisbildung auch die Marktintegration erneuerbarer Energien, Digitalisierung sowie Flexibilisierung des Strommarkts. Vgl. zunächst zur anfänglichen Diskussion über die Ausgestaltung des Strommarkts 2.0 das Grünbuch vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2014), S. 39–52. Zur konkreten Darstellung umsetzungsfähiger und notwendiger Maßnahmen (Weißbuch), die in dem späteren Gesetzesentwurf zur

und mittlerweile gesetzlich verankert, sollen sich die Preise sowie insbesondere das Preisniveau am Großhandelsmarkt, und damit auch an Strombörsen, ausschließlich nach Marktgesetzen und (scheinbar) ohne regulatorische Eingriffe (§ 1a Abs. 1 EnWG) bilden. Demnach sollen sich (Markt-)Preise lediglich aus dem (ungehinderten) Zusammenspiel von Angebot und Nachfrage ergeben. Ferner sind als weitere wesentliche Aspekte im Kontext des Energiehandels die angestrebte intensivierete Verzahnung europäischer Strommärkte<sup>314</sup> (§ 1a Abs. 6 EnWG) sowie die kurz- bis mittelfristige Stilllegung ausgewählter Braunkohlekraftwerke oder Teile davon (§ 13g EnWG) zu nennen. Somit greift die Bundesregierung (doch) aktiv in die Reduktion weiterer konventioneller Energieträgeranlagen ein.

Neben der dominierenden Stellung des EEG wirkt auch die sogenannte *Merit Order* unterstützend auf die Integration erneuerbarer Energien. Der aus der englischen Sprache stammende Begriff bedeutet frei übersetzt *Reihenfolge der Leistungen/Verdienste* und beschreibt hier die ökonomisch sinnvolle Anordnung der einsetzbaren Stromerzeugungsanlagen des bundesweiten (Groß-)Kraftwerksparks<sup>315</sup>. Die Rangfolge ermittelt sich anhand der kurzfristigen Grenzkosten der einzelnen Kraftwerke, beginnend mit den geringsten<sup>316</sup>. Es werden genauso viele Kraftwerkskapazitäten von den Anlagenbetreibern nacheinander zugeschaltet bis die Nachfrage vollständig bedient werden kann, was in Abbildung 10 illustriert wird. Das preislich höchste Gebot an der EPEX, welches noch den Zuschlag bekommt, definiert dann den Marktstrompreis (Market Clearing Price)<sup>317</sup>. Dieser wird demnach durch das jeweils kostenintensivste Kraftwerk bestimmt, welches gerade noch erforderlich ist, um die Stromnachfrage einer bestimmten Zeitstunde zu bedienen. Diesbezüglich genießen regenerative Energieanlagen aufgrund ihres meist volatilen Einspeisecharakters häufig den signifikanten Vorteil, variable Kosten im Bereich nahe null<sup>318</sup> aufzuweisen. Unweigerlich erfolgt eine Verdrängung von Kraftwerken mit höheren Grenzkosten durch solche mit geringeren

---

Weiterentwicklung des Strommarkts implementiert wurden, vgl. Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2015a), S. 58–93.

<sup>314</sup> Die Einbindung von Regelenenergie- und Spotmärkten von unmittelbar an Deutschland angrenzenden Staaten sowie Schweden und Norwegen wird von der Bundesrepublik präferiert.

<sup>315</sup> Vgl. Bode/Groscurth (2009), S. 275.

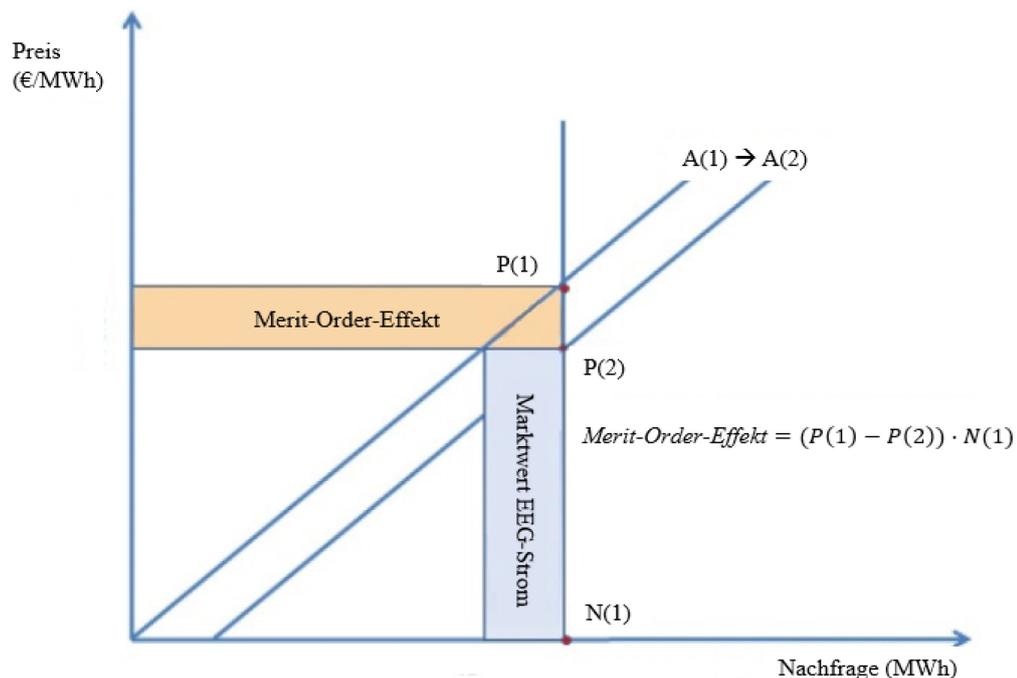
<sup>316</sup> Vgl. Hartung/Schlenker (2012), S. 389 sowie Fürsch/Malischek/Lindenberger (2012), S. 1.

<sup>317</sup> Für eine grundlegende Darstellung des Merit-Order-Mechanismus vgl. Roon/Huck (2010), S. 1f.

<sup>318</sup> Vgl. Cludius et al. (2014), S. 303.

Kosten, was gesamtheitlich zu einer langfristigen Absenkung des (mittleren) Börsenstrompreisniveaus (Merit-Order-Effekt)<sup>319</sup> führt. Damit erscheint ein gewinnbringender oder zumindest kostendeckender Betrieb für bestimmte etablierte, konventionelle Kraftwerke<sup>320</sup> nicht mehr gegeben zu sein.

Abb. 10: Vereinfachte Darstellung des Merit Order-Effekts<sup>321</sup>



In der Abbildung wird eine Verschiebung der aggregierten Angebotskurve von A(1) zu A(2) dargestellt, welche aus dem (zusätzlichen) Stromangebot erneuerbarer Energien hervorgeht. Die Nachfrage N(1) bleibt dabei unverändert. Durch die erhöhte Angebotsmenge reduzieren sich der Börsenpreis von P(1) auf P(2) sowie der Deckungsbeitrag zugeschalteter Grundlastkraftwerke.

Prinzipiell wird bei der Selektion der Anlagenreihenfolge in keiner Weise nach dem Kraftwerks- bzw. Lastentyp differenziert, so dass Grundlastkraftwerke wie Braunkohle-, aber auch Laufwasserkraftwerke von der Einsatzreihenfolge ausmanövriert werden können. Hingegen hat der Lastentyp in Verbindung mit der tagesaktuellen Nachfrage einen beträchtlichen Einfluss auf den Börsenstrompreis. Abbildung 11 ver-

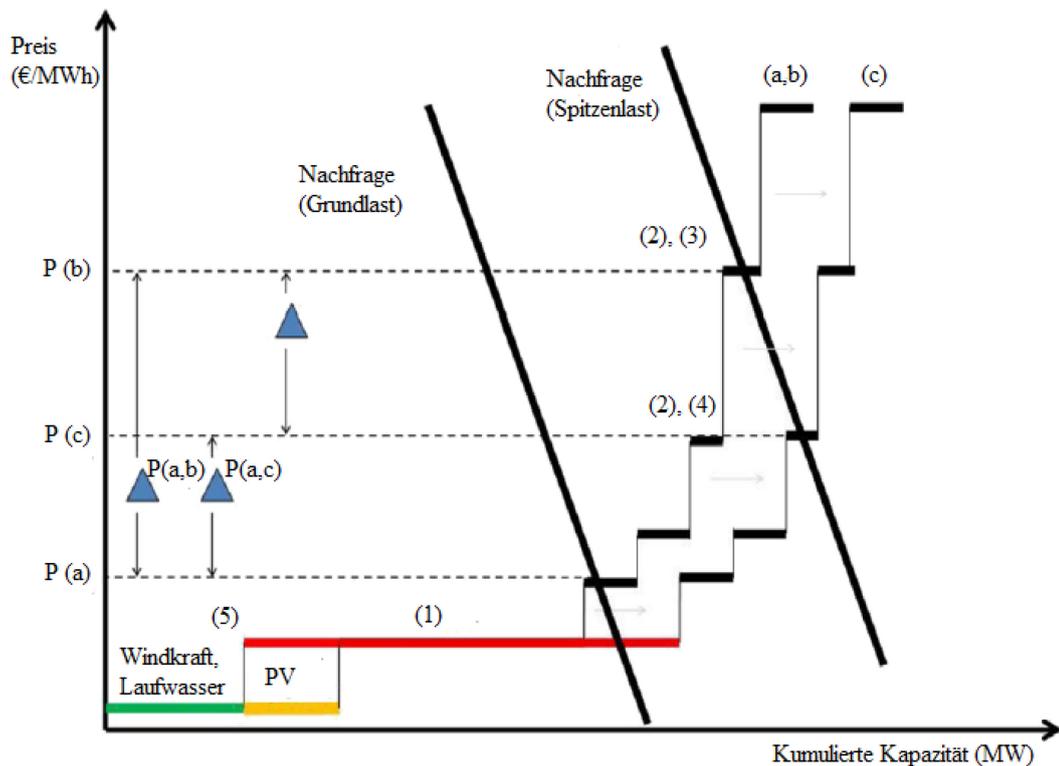
<sup>319</sup> Vgl. Wissen/Nicolosi (2007), S. 4.

<sup>320</sup> Gleichzeitig führt die Netzabkopplung nicht kosteneffizient betriebener, konventioneller Kraftwerke zum Ausbleiben von Neuerrichtungen, vgl. dazu und im Hinblick auf den Rückgang des Stromangebots Schmidt-Preuß (2016), S. 1630.

<sup>321</sup> Quelle: Sensfuß (2013), S. 2.

gegenwärtigt die Auswirkungen von Preisvolatilitäten, die durch tageszeitliche Nachfrageänderungen sowie die kurzfristige Einspeisung von erneuerbaren Energien (in diesem Fall Solarstrom) induziert sind.

Abb. 11: Strompreisänderungen bei verschiedenem Lastverhalten<sup>322</sup>



In der grafischen Darstellung werden Schwankungen des Börsenstrompreises in Abhängigkeit von Nachfrageverschiebungen veranschaulicht. Hierbei beschreibt (a) ein typisches Grundlastszenario in Nachtzeiten, (b) zeigt einen Spitzenlastfall im Tagesbereich ohne PV-Stromeinspeisung und (c) bildet ein Kraftwerksportfolio mit Spitzenlasten sowie zusätzlicher PV-Stromeinspeisung ab. Dabei symbolisieren (1) Atom- und Braunkohlekraftwerke, (2) Steinkohle- und Erdgaskraftwerke, (3) Ölkraftwerke, (4) Pumpspeicherkraftwerke sowie (5) Windkraft-, Laufwasser- und PV-Anlagen.

In Nachtstunden bei niedrigen Lastzeiten wirkt sich eine Nachfragereduktion wesentlich geringer auf den Börsenstrompreis aus als bei hohen Lasten im Tagesbereich, welche hohe Preisveränderungen hervorrufen. Der Effekt wird durch die kostenseitig bewerteten erneuerbaren Energien noch verstärkt. Die Begründung für die unterschiedlichen Variationsniveaus der Börsenstrompreise liegt in den verschiedenartigen Anstiegen bzw. Schrittwerten der Lastbereiche<sup>323</sup> in der Merit Order.

<sup>322</sup> Quelle: Darstellung mit geringen Modifizierungen von Tveten et al. (2013), S. 764.

<sup>323</sup> Vgl. für Erläuterungen zum Merit-Order-Effekt bei verschiedenen Angebots- und Nachfragebewegungen Felder (2011), S. 35–38.

Die ersten theoretischen Ansätze zum Merit-Order-Effekt wurden u.a. aus empirischen Ergebnissen von Amundsen und Mortensen (2001) beim Zusammenwirken von Stromgroß- und Emissionszertifikatehandelsmärkten<sup>324</sup> abgeleitet. Daneben bestätigten die Arbeiten von Jensen und Skytte (2002)<sup>325</sup> sowie Fischer (2006)<sup>326</sup> die Existenz von auftretenden Verdrängungseffekten, welche durch regulatorische Eingriffe hier in Form von einer CO<sub>2</sub>-Zertifikatehandelspflicht in der EU bzw. Quoten zur Stromerzeugung aus regenerativen Quellen (Renewable Portfolio Standard) für Energieversorger in den USA hervorgerufen wurden und zu Marktpreisveränderungen führten. Mit Bezug auf den deutschen Strommarkt führten insbesondere Weber und Woll (2007)<sup>327</sup>, Sensfuß/Ragwitz/Genoese (2008)<sup>328</sup>, Weigt (2009)<sup>329</sup> sowie im grundlegenden Maß Traber/Kemfert/Diekmann (2011)<sup>330</sup> die ersten umfangreichen Analysen zum Merit-Order-Effekt unter dem Einfluss von erneuerbaren Energien durch.

Die Merit-Order ist kein rein in Deutschland induziertes und angewandtes Ordnungssystem: Auch in anderen Ländern erfolgt die Besetzung der Kraftwerksreihenfolge zur Bedienung der kurzfristigen Stromnachfrage nach dieser oder einer zumindest ähnlichen Systematik. So analysieren Woo et al. (2016)<sup>331</sup> die preislichen Auswirkungen regenerativer Energien auf die Merit Order am kalifornischen Stromhandelsmarkt im Zeitraum Dezember 2012 bis April 2015. Die Resultate deuten eher auf einen geringen Einfluss von erneuerbaren Energien auf den Strompreis hin, was sich durch hohen Anteil konventioneller Stromversorgung (etwa 70 %), insbesondere durch den maßgeblichen Einsatz von Erdgaskraftwerken, begründen lässt. Für den spanischen Strommarkt

---

<sup>324</sup> Vgl. für Erkenntnisse zu Verdrängungseffekten von Anlagen mit keinem/niedrigem und hohem Emissionsaufkommen bei unterschiedlichen Szenarien Amundsen/Mortensen (2001), S. 495–507.

<sup>325</sup> Vgl. Jensen/Skytte (2002).

<sup>326</sup> Vgl. Fischer (2006).

<sup>327</sup> Vgl. Weber/Woll (2007), S. 9–11: mit einer modellgestützten Analyse werden ex ante Berechnungen in Form von Prognosen zum Merit-Order-Effekt für das Jahr 2006 durchgeführt.

<sup>328</sup> Neben den einspeisenden Mengen regenerativer Energien werden auch verschiedene Preisniveaus für CO<sub>2</sub>-Zertifikate als Einflussfaktoren in die Berechnungen inkludiert, vgl. dazu Sensfuß/Ragwitz/Genoese (2008), passim, bes. S. 3088–3093.

<sup>329</sup> Hierbei werden die ex-post Untersuchungen zum preissenkenden Merit-Order-Effekt ausschließlich anhand von der Windenergieproduktion vorgenommen. Vgl. für Resultate und Schlussfolgerungen Weigt (2009), S. 1860–1863.

<sup>330</sup> In Traber/Kemfert/Diekmann (2011), S. 4–9 werden vorrangig die Einflüsse der EEG-Vergütung auf den Börsenstrompreis untersucht. Der Merit-Order-Effekt wird dagegen eher nur grundlegend tangiert.

<sup>331</sup> Vgl. Woo et al. (2016), passim, bes. S. 303–310.

analysierten Azofra et al. (2014)<sup>332</sup> neben preislichen Auswirkungen von Einspeisevergütungen auch die Relevanz der Merit Order auf den Spotmarktpreis. Dabei basieren die Berechnungen allein auf den bekannten Einspeisemengen von Windenergie des Jahres 2012 in unterschiedlichen Szenarien. In Abhängigkeit von den gewählten Parametern verzeichneten die Autoren eine Marktpreissenkung von ca. 7 €/MWh (Worst-Case-Szenario) bis ca. 11 €/MWh (Best-Case-Szenario), welcher aus Käufer-sicht naturgemäß erwünscht erscheint. Mit dem von ihnen vorgenommenen Vergleich zum deutschen Strommarkt anhand der Berechnungen von Weigt (2009)<sup>333</sup>, konstatieren sie ähnliche Auswirkungen, obwohl die Windkraft in Spanien einen relativ höheren Anteil an der Stromversorgung besitzt. Konträr zu dieser Betrachtung fokussieren sich McConnell et al. (2013)<sup>334</sup> auf den australischen Stromgroßhandel, welcher in preislicher Hinsicht anscheinend maßgeblich durch PV-Strom beeinflusst wird. Als Berechnungsgröße zur Kalkulation des Merit-Order-Effekts wird die in 2010 installierte Kapazität an PV-Anlagen von Deutschland benutzt. Die Auswirkungen der Strompreisreduzierung aus geschlossenen Großhandelstransaktionen werden auf 628 Mio. \$ bzw. 8,6 % der gesamten Handelsmenge beziffert.

Zusammenfassend betrachtet können Stromankäufer an Strombörsen in verschiedenen Ländern durch die zunehmende Einspeisung von erneuerbarer Energien am Strommarkt einen positiven Nutzen in Gestalt des *Merit-Order-Effekts* verzeichnen. Dabei scheint es unerheblich, dass sich Marktdesigns der Strombörsen und der Anteil erneuerbarer Energien an der hiesigen Stromproduktion global unterscheiden. Dagegen werden Verkäufer an börslichen Großhandelsmärkten, welche Energie aus fossilen Quellen anbieten, aufgrund der vergleichsweise höheren Grenzkosten von der Merit-Order-Regelung benachteiligt, was sich im Verfehlen finanzieller Ziele äußern kann. Zudem spiegelt sich das gesunkene Börsenstrompreisniveau nicht zwangsläufig auf allen Energiemärkten in einer Reduzierung der Endkundenpreise wider, was etwa in Deutschland hauptsächlich auf die Umlageverteilung der (sukzessiv sinkenden) Einspeisevergütung des EEG zurückzuführen ist. Schließlich ergeben sich bis hierhin auf

---

<sup>332</sup> Vgl. eingangs zur Relevanz von Windenergie in Spanien Azofra et al. (2014), S. 23–27, zu den simulierten Preissenkungseffekten auf dem nationalen Spotmarkt S. 25–27.

<sup>333</sup> Zur Gegenüberstellung der Resultate vgl. Weigt (2009), S. 1863.

<sup>334</sup> Für einen kurzen Abriss zum australischen Strommarkt vgl. McConnell et al. (2013), S. 19, für Resultate und Handlungsempfehlungen S. 22–26.

Grundlage des EEG und Merit Order Anreize für bestimmte Marktakteure, die sukzessive Verdrängung konventioneller Energien (aktiv oder passiv) entweder voran zu treiben oder eben zu blockieren.

## **2.6 Zwischenfazit**

Ein revolutionäres Wesensmerkmal des gegenwärtig andauernden Liberalisierungsprozesses der nationalen und supranationalen Strommärkte in Europa ist die Einführung von (nationalen) Energiegroßhandelsmärkten, die sich zwischen den bereits zuvor existenten Wertschöpfungsstufen Stromerzeugung und -vertrieb positionieren. Im Rahmen von börslichen oder außerbörslichen Spot- und Terminengagements besteht seither für Akteure die Möglichkeit zum Handel von spezifizierten Energiemengen, wobei erstere Handelsform durch ihre (traditionell) hohe Transparenz und Standardisierungsgrad charakterisiert ist. Nachdem der börsengestützte Energiehandel im Vergleich zu seinem außerbörslichen Pendant zunächst geringere Transaktionsströme verzeichnete, steigt dessen Relevanz sukzessiv mit der vorhandenen Liquidität. Ein wesentlicher Grund besteht u.a. im Marktkopplungsmechanismus<sup>335</sup>, welcher den internationalen Zusammenschluss von binnenländischen Strombörsen forciert. Den zentralen Kontrahierungsgegenstand an allen Energiesporthandelsbörsen bildet die Commodity Strom, die unabhängig von dem zur Generierung eingesetzten Energieträger (fossiler oder regenerativer Natur) zwischen Marktakteuren zumeist physisch getauscht wird.

Erneuerbare Energien – als Sammelbegriff verschiedener als nachhaltig(er) deklarierter Energieträger – grenzen sich nicht nur hinsichtlich technischer und ökologischer Aspekte von konventionellen Energien ab. Die Einsatzstoffe der hier fokussierten regenerativen Energien beschränken sich auf die (unendliche) Nutzung von direkter (Solarenergie) und indirekter (Wind- und Bioenergie) Sonneneinstrahlung sowie Wasser (Wasserkraft und Bioenergie). Dabei bedarf es keiner zusätzlichen Aufbereitung der

---

<sup>335</sup> Vgl. Puka/Szulecki (2014), S. 125.

Brennstoffe<sup>336</sup>, deren Verwendungsgrund aus ökologischer Sicht in der Dekarbonisierung der Erdatmosphäre besteht. Onshore-Windkraft- und PV-Anlagen speisen durch ihre stark wetterabhängige Betriebsweise fluktuierende Mittel- und Spitzenlastmengen in Stromnetze ein. Dagegen stellen Offshore-Windkraft- und Wasserkraftwerke hauptsächlich Grundlastenergie sowie letztere durch ihre Pumpspeicherfunktion auch Reserveleistung für Redispatching-Vorgänge bereit, die nicht über den Großhandel kontrahiert werden dürfen. In Ausnahmefällen decken Pumpspeichieranlagen dabei auch Spitzenlasten ab. Strom aus Biomasse gilt aufgrund seiner weniger ausgeprägten, tageseitlichen Wetterabhängigkeit als ein weiterer Produzent von Grundlastenergie. Die durch PV- und Windenergie erzeugten Mittel- und Spitzenlastmengen besitzen eine essentielle Bedeutung für den börslichen Energiehandel, da der übermäßige Anteil der produzierten Mengen darüber vertrieben wird. Im Falle einer Überproduktion, die die Netzstabilität gefährden würde, wird mit einer Abschaltung der Anlagen durch den Netzbetreiber reagiert. Bei systemrelevanten konventionellen Kraftwerken ist das ausgeschlossen, weil sie jederzeit in der Lage sein müssen, Regel- bzw. Ausgleichsleistung bereitzustellen. Insofern können letztere in Normallastzeiten zum Stromangebot an Strombörsen beitragen, auch in Zeiten von Nachfrageüberdeckung, was nach ökonomischen Grundsätzen mit einer Marktpreissenkung einhergeht.

Neben den technischen Eigenschaften regenerativer Energieträger unterscheiden vorrangig die entfallenden Aufwendungen für Brennstoffe und Emissionszertifikate sie von konventionellen Energieträgern, was sich bei ihren geringeren Grenzkosten widerspiegelt. Bedingt durch die Merit Order – als Rangfolge einzusetzender Kraftwerke zur Bedienung der kontemporären Nachfrage – werden EE-Anlagen eher von Netzbetreibern zugeschaltet als konventionelle Kraftwerke. Der damit verbundene Merit-Order-Effekt führt nachweislich zur Verringerung des Marktstrompreises an der Börse.

Gleichermaßen werden regenerative Energien grundsätzlich durch das EEG gefördert. Der Subventionierungscharakter äußert sich in monetären und nicht monetären Aspekten. Zunächst besitzt die Einspeisung erneuerbarer Energien allgemein zu jeder Zeit

---

<sup>336</sup> Biomasse bildet hierbei die Ausnahme. Zum einen bedingen die Brennstoffe neben Sonnenlicht und Wasser auch biogener Stoffmasse und zum anderen müssen aufgrund der Heterogenität der Ausgangsstoffe teils sehr aufwendige brennstoffspezifische Aufbereitungsprozesse vorgenommen werden.

Vorrang gegenüber konventionell erzeugtem Strom. Übertragungsnetzbetreiber sind verpflichtet, mithilfe von Netzkopplungspunkten die elektrische Energie in ihr Stromnetz einzuleiten. Die Regelung galt bis zum Inkrafttreten des EEG 2012 bzw. 2014 ausnahmslos für alle Anlagenleistungsklassen und -typen. Die im Zuge der Novellierung eingeführte Direktvermarktung beschränkte die bedingungslose Einspeisefreiheit auf Klein- und Kleinstanlagen. Die Mehrzahl der Anlagenbetreiber unterliegt nunmehr der Direktvermarktungspflicht mit dem Ziel, das Handelsgut Strom aus erneuerbaren Energien vollständig und förderungsfrei in den Wettbewerb (an der Börse) mit konventionellen Erzeugungstypen zu integrieren. Festgeschriebene Fördersätze nach dem EEG über eine Laufzeit von 20 Jahren für die Einspeisung besaßen für jeden Akteur bis zur Neuauflage des EEG mit Beginn in 2017 in demselben Maße Gültigkeit. Der Ansatz zur wettbewerblichen Gleichstellung von konventionellen und erneuerbaren Energien findet ebenso bei der finanziellen Subventionierung von letzteren zusehends Anwendung. Jedoch koexistieren die Vergütungssätze der von vor 2017 installierten Anlagen bis zum Ablauf ihrer 20-Jahresfrist weiterhin, so dass sich Anreizeffekte zur nicht verbrauchsorientierten Einspeisung erst mittel- bis langfristig reduzieren. Die damit korrelierende Homogenisierung von Preisschwankungen im börsengestützten Großhandel wird sich ebenfalls zeitverzögert einstellen.

Aufgrund der Merit Order sowie dem EEG und dessen Ergänzung durch das Strommarktgesetz scheint es zunächst, dass Betreiber von konventionellen Kraftwerken sowie Übertragungsnetzbetreiber aufgrund der regulatorischen Eingriffe eine benachteiligte Wettbewerbsposition besitzen. In Bezug auf den börsenmäßigen Energiehandel besitzen mit dem sukzessiven Aufkommen erneuerbarer Energien, insbesondere erstere einen zunehmend schlechteren Wettbewerbsposition<sup>337</sup>. So werden konventionelle Kraftwerke mit vergleichsweise höheren Grenzkosten gemäß Merit Order in Abhängigkeit von der Nachfrage und Bereitstellungsfähigkeit regenerativer Kapazitäten alternierend zu- und abgeschaltet. Damit scheint ein kostendeckender Betrieb gefährdet oder gar mitunter unerreichbar, obwohl ihre grundlastfähige Erzeugung wesentlich zur Einhaltung der (kurzfristigen) Netzstabilität beiträgt. Vorrangig bei Spitzenlastkraftwerken scheint aus rein ökonomischer Perspektive eine Neigung zur Abschaltung

---

<sup>337</sup> Vgl. zustimmend Jacobs (2016), S. 200.

wahrscheinlich, so dass sich schließlich das aggregierte Angebot in seiner Struktur und Menge permanent zugunsten erneuerbarer Energien verändert. Per se sollte diese Entwicklung zu einem niedrigeren, aber zugleich instabileren Preisniveau führen. Kapitel 4 widmet sich dieser Fragestellung ausführlich und beantwortet sie unter Zuhilfenahme von Zeitreihenmodellansätzen. Im Vorgriff auf die Durchführung der ökonometrischen Analyse(n) bestimmt Abschnitt 3 zunächst eine Theoriebasis, welche mit etablierten ökonomischen Ansätzen die existenzielle Berechtigung von Strombörsen aufzeigt und diskutiert.

### 3 Zugrunde liegende neoinstitutionenökonomische Theorieansätze

Dieser Abschnitt verfolgt die Erarbeitung eines Theoriefundaments. Neben einer literaturgestützten Diskussion zum Institutionen- (Kap. 3.1) und Informationsbegriff (Kap. 3.2) sowie einer Darlegung von Kerninhalten neoinstitutionenökonomischer Theorien (Kap. 3.3), erfolgt abschließend in Teilabschnitt 3.4 eine Verknüpfung von letztgenannten Ansätzen mit dem börsengestützten Energiehandel, um eine Theoriebasis für nachfolgende Analysen zu entwickeln.

#### 3.1 Der Institutionenbegriff

Zunächst erscheint eine konzeptionelle Begründung von börslich organisierten Energiegroßhandelsmärkten mithilfe der neoklassischen Gleichgewichtstheorie<sup>338</sup> obsolet. Eine in deren Auffassung essentielle Charakteristik reflektiert sich in vollkommenen und vollständigen Märkten<sup>339</sup>, auf denen sämtliche Akteure u.a. mit absolut perfektem Wissensstand<sup>340</sup> agieren, so dass Strombörsen<sup>341</sup> nicht existieren würden. Im Falle eines solchen Gefüges wäre etwa eine Diskussion um den Handel von Strom mittels Spotauktions- und Termingeschäften aus ökonomischer Perspektive weitestgehend

---

<sup>338</sup> Zur Einhaltung der Gleichgewichtsbedingung auf vollkommenen Märkten muss absolute Arbitragefreiheit zu jeder Zeit gegeben sein, vgl. Breuer (2013), S. 86f.

<sup>339</sup> Die aus der Neoklassik begründete Annahme vollständiger und vollkommener Rationalität bei Individuen findet sich dagegen in den Anfängen der NIÖ wieder. Unter anderem basiert auch heute noch die Principal-Agent-Theorie auf dieser Auffassung, vgl. Furubotn/Richter (2010), S. 4; zu Eigenschaften des vollkommenen Kapitalmarktes vgl. grundlegend Rudolph (2006), S. 47. Ungeachtet der allgemeinen kritischen Betrachtung zum neoklassischen Annahmenapparat basiert die neoklassische Kapitalmarkttheorie auf dessen Fundament, aus der bis heute bedeutsame Erkenntnisse zur Risikosteuerung hervorgekommen sind. Exemplarisch dafür ist die Portfolio-Selection-Theorie von Markowitz (1959), S. 205–303 bzw. zuvor knapper Markowitz (1952), S. 83–91, zu nennen, auf der das Capital Asset Pricing Model (CAPM), maßgeblich von Sharpe (1964) entwickelt wurde. Mit Bezug darauf und zu weiteren Einflüssen der Neoklassik vgl. Jansen, Harald (2005a), S. 60–62. Zur Anwendung der „intelligenten“ Portfoliobildung nach HARRY M. MARKOWITZ auf ein Energieportfolio vgl. Awerbuch/Yang (2007), S. 11–13.

<sup>340</sup> Nach Hayek (1937), S. 45: „one perfect market in which everybody knows everything“. So bereits auch früher Jevons (1871), S. 87 als einer der ersten Begründer der Neoklassik in Bezug auf die Marktvollkommenheit von Kapitalmärkten: „a market [...] is theoretically perfect only when all traders have perfect knowledge of the conditions of supply and demand, and the consequent ratio of exchange“. Vgl. mit Bezug darauf Horsch (2008), S. 75f.

<sup>341</sup> Vgl. zu Eigenschaften von Strombörsen Kap. 2.1.

hinfällig<sup>342</sup>. Des Weiteren unterstellen Vertreter der Neoklassik<sup>343</sup> eine allgemeine Friktionsfreiheit bei der Ausübung von Transaktionen für partizipierende Akteure, so dass ein Einsatz von Energiebörsen als offenkundige *Intermediäre* nicht begründet<sup>344</sup> werden kann.

Auf Basis der aufgezeigten neoklassischen Annahmen bzw. Wesensmerkmale kann damit keine stringente und gleichzeitig hinreichend umfassende theoretische Fundierung von Strombörsen aufgezeigt werden. Von zentraler Relevanz zur Beantwortung der Problemstellung der Arbeit ist die ökonomische Analyse des Zusammenspiels von Rahmenwerken, (Energie-)Märkten sowie darauf agierenden (nicht vollständig informierter) Akteuren<sup>345</sup>. So erfolgt die (Transaktionskosten verursachende<sup>346</sup>) Interaktion von Marktteilnehmern auf dessen organisierten Handelsplätzen in Gestalt von Strombörsen, welche *Institutionen*<sup>347</sup> im Sinne der *Neuen Institutionenökonomik* (NIÖ)<sup>348</sup> verkörpern.

---

<sup>342</sup> Marktakteure würden auf Strompreisschwankungen stets und unverzüglich mit einer Anpassung ihres (kurzfristigen) Bedarfs reagieren können, vgl. grundlegend zum Prämissenkatalog der Neoklassik Erlei/Leschke/Sauerland (2016), S. 45f. sowie Picot et al. (2015), S. 48f.; auch Pietsch/Scherm (2014), S. 43–45.

<sup>343</sup> Für eine kritische Betrachtung der Neoklassik vgl. Schmidt/Terberger (2006), S. 188f.; auch Furubotn/Richter (2010), S. 16f., 88f., 147, 163, 446–449; Göbel (2002), S. 29–31; ferner Richter (1991), S. 399–401.

<sup>344</sup> Zur irrelevanten Rolle von Intermediation in der Neoklassik vgl. Franke/Hax (2009), S. 501f.; ferner auch Neus (2018), S. 341.

<sup>345</sup> Coase (1988), S. 1–10 begründet die Existenz von Institutionen und betont insbesondere die Trinität von Unternehmen (hier als Marktakteure), Märkten und Gesetzen; so auch Williamson (1985), S. 15: „Firms, markets, and relational contracting are important economic institutions“. Mit Bezug darauf vgl. Martiensen (2000), S. 12.

<sup>346</sup> Blum et al. (2005), S. 43 argumentieren mit Blick auf Transaktionskosten für das Vorhandensein von Institutionen subsumierend: „Weil in der Realität Transaktionskosten auftreten, sind institutionelle Arrangements relevant“.

<sup>347</sup> Institutionen regeln nicht nur den ökonomischen Austausch von Gütern, sondern auch von Leistungen und Verfügungsrechten, vgl. Ebers/Gotsch (2001), S. 199.

<sup>348</sup> So kommt die neoklassische Modellwelt nicht gänzlich ohne Institutionen aus, weil kontraktliche Transaktionen zwischen Individuen die Existenz von intakten Rechtssystemen als übergeordnete Instanz bedingen, vgl. dazu Kräkel (2015), S. 22.

Dabei koexistieren zwei verschiedenartige, aber nicht voneinander losgelöste Abgrenzungen zum Institutionenbegriff<sup>349</sup>, deren Ursprünge auf das Ende des 19. bzw. Anfang des 20. Jahrhunderts<sup>350</sup> zurückgehen und sich fundamental von heutigen Auffassungen<sup>351</sup> unterscheiden. Seinerzeit kristallisieren sich zwei Ansichtsweisen hinsichtlich der Argumentationsbasis für das Vorhandensein von Institutionen heraus.

Dem ersten Erklärungsansatz nach sammeln sich Institutionen in spontaner, instinktiver Weise auf Basis von individuellem Eigeninteresse<sup>352</sup>. So legitimieren sich Institutionen nach Menger (1883) – als ein Verfechter der zwanglosen Ordnung<sup>353</sup> – dahingehend, dass sie „durch das ökonomische Interesse der einzelnen wirtschaftenden Individuen [...] ohne alle Übereinkunft, ohne legislativen Zwang, ja selbst ohne jede Berücksichtigung des öffentlichen Interesses“ entstehen<sup>354</sup> und fortan agieren. Hierbei gilt der Tenor, Regeln innerhalb der teilnehmenden Individuen aus eigener Motivation heraus zu bestimmen und das Verhalten dahingehend zu bewerten<sup>355</sup> sowie ggf. zu sanktionieren.

Dagegen charakterisiert Schmoller (1900) Institutionen, in einem zweiten Ansatz, als „eine partielle, bestimmten Zwecke dienende, zu einer selbständigen Entwicklung gelangte Ordnung des Gemeinschaftsleben[s]“<sup>356</sup>. Aus der Aussage subsumiert sich die Zweckerfüllung von Institutionen bei gleichzeitiger Andeutung von übergeordneten

---

<sup>349</sup> Zweckgerichtetes Handeln nach Mises (1949), S. 11, 144 von Individuen bildet die Grundlage für ökonomische Tauschbeziehungen, die wiederum in der Folge die Voraussetzung zur Existenz von Institutionen reflektieren. Für eine kritische Betrachtung zu dieser Auffassung vgl. Kirzner (1999), S. 225–227.

<sup>350</sup> Vgl. Horsch/Meinhövel/Paul (2005), S. 10.

<sup>351</sup> Vgl. beispielhaft zu evolutionär bedingten, veränderten Auffassungen des Institutionenbegriffs Coriat/Dosi (1998), S. 6–9; zu einer Darstellung über die Persistenz der Institutionen(-ökonomik) vgl. zusätzlich Klauer et al. (2013), S. 110–118.

<sup>352</sup> Vgl. zur Entstehung von Institutionen grundlegend Furubotn/Richter (2010), S. 8–10.

<sup>353</sup> CARL MENGER kritisierte die Mitglieder der sogenannten Historischen Schule hinsichtlich ihrer Auffassungen zu Institutionen und gründete daraufhin 1871 die Österreichische Schule. Diese Gemeinschaft lehnte viele Ansichten der Historischen Schule ab, was im sogenannten wissenschaftstheoretischen Methodenstreit zwischen beiden Schulen gipfelte, vgl. dazu ausführlich Erlei/Leschke/Sauerland (2016), S. 27–30.

<sup>354</sup> Menger (1883), S. 176.

<sup>355</sup> Vgl. Hayek (2003), S. 45f.

<sup>356</sup> Schmoller (1900), S. 61; daran angelehnt Nee/Ingram (1998), S. 19 und mit direktem Bezug darauf Bardmann (2011), S. 336f.; ähnlich zusammengefasst von Veblen (1899), S. 191 als ein wichtiger Vertreter der „älteren“ Institutionenökonomik: „institutions – that is to say the habits of thought – under the guidance of which men live“; mit Bezug darauf Heidenreich (1994), S. 63–68. Vgl. ferner zur Würdigung und Bedeutsamkeit von Veblens Erkenntnissen Commons (1932), S. 265f.; Homan (1932), S. 10–13 und Arrow (1975).

Normen zur Ordnung menschlichen Handelns in Form von Regeln<sup>357</sup> als wesensbestimmende Merkmale. So werden hierbei Regeln von Dritten an einzelne Wirtschaftssubjekte adressiert. Gleichmaßen kann, entgegen dem spontanen Zusammenfinden im Sinne der ersten Interpretation, hier eine absichtliche, zielgerichtete Bildung von Institutionen abgeleitet werden. Ostrom (1990) erweitert das bisherige Begriffsverständnis, indem sie den Begriff der Regeln in Aggregations- und Funktionsregeln untergliedert und zudem mit den Auswirkungen auf menschliches Handeln kombiniert<sup>358</sup>. Ferner umfasst die Definition formelle als auch informelle Regeln<sup>359</sup> oder Regelsysteme sowie (Kauf-)Verträge samt ihrer Durchsetzungsmechanismen<sup>360</sup>. North (1994) lenkt zudem die Betrachtungsweise auf die Anreizstruktur, welche durch Institutionen gesetzt wird: „Institutions form the incentive structure of a society“<sup>361</sup>.

Aufgrund der uneinheitlichen Verwendung der Facetten von Institutionen fasst Schneider (1995) später diese als „Oberbegriff für *Regelsysteme* und *Handlungssysteme*“<sup>362</sup> zusammen und betont hierbei ihre essentielle Funktion, *Einkommensunsicherheiten von Individuen*<sup>363</sup> zu reduzieren. Daran anknüpfend und mit Blick auf den

---

<sup>357</sup> Nach Ostrom (1986), S. 5 und mit Übersetzung von Voigt (2009), S. 27 werden Regeln charakterisiert als: „gemeinhin bekannte Vorschriften, die von einer Gruppe von Teilnehmern genutzt werden, wiederholt auftretende Interaktionen zu ordnen. Regeln sind Ergebnis eines impliziten oder expliziten Versuchs einer Gruppe von Individuen, Ordnung beziehungsweise stabile Erwartungen innerhalb wiederkehrender Situationen zu erzielen“. Richter (1998), S. 325 knüpft an dieser Definition an und hebt die Wichtigkeit von Regelwerken in diesem Kontext hervor: „Eine Institution ist ein auf ein bestimmtes Zielbündel abgestelltes System von formalen und informellen Regeln (Normen) einschließlich der Garantieinstrumente, mit dem Zweck, das individuelle Verhalten in eine bestimmte Richtung zu lenken“. In ähnlicher Weise legen Richter/Furubotn (2010), S. 7 den Institutionenbegriff aus.

<sup>358</sup> Vgl. zur ausführlichen Begriffserklärung von Institutionen Ostrom (1990), S. 51; mit Vorarbeiten hierzu bereits Ostrom (1986), passim und inhaltlich teilweise basierend auf der Definition von North (1989), S. 1321–1324.

<sup>359</sup> Neben Regeln wirken Normen, als informelle Beschränkungen, auf die Interaktion zwischen Akteuren im Sinne der NIÖ, vgl. North (1994), S. 360. So definiert Nee (1998b), S. 8 selbige als: „implicit or explicit rules of expected behavior that embody the interests and preferences of members of a close-knit group or a community“. Vgl. weiterführend zur Relevanz von Normen als Institutionen Nee (1998a).

<sup>360</sup> Vgl. Erlei/Leschke/Sauerland (2016), S. 23–27; ferner Schwegler (2008), S. 143.

<sup>361</sup> North (1994), S. 359; bereits zuvor in ähnlicher Weise in North (1990b), S. 3 sowie North (1991) thematisiert. Vgl. zusätzlich für eine Betrachtung zu verhaltenssteuernden Effekten hervorgerufen durch Institutionen Hanisch (2014), S. 57–124.

<sup>362</sup> Schneider (1995b), S. 23. Für eine Übersicht zu Institutionen als Handlungssysteme, welche Einfluss auf ökonomische Tauschverhältnisse nehmen vgl. Schneider (1995a), S. 73, für eine weiterführende Darlegung zu Märkten (im institutionellen Fokus) als Handlungssysteme S. 75–90.

<sup>363</sup> Schneider (1994), S. 49 erklärt die Verringerung von Einkommensunsicherheiten als wesentliche Funktion von Institutionen in der Betriebswirtschaft; vgl. aktueller Schneider (2001), S. 271.

Gegenstand der vorliegenden Arbeit können Institutionen zusammenfassend als unsicherheitsverringende Organisationen<sup>364</sup> und auch Regelsysteme (etwa das EEG) verstanden werden, die den ökonomischen Austausch zwischen Akteuren erleichtern und sich deren Ausprägungen ständig in einem Entwicklungsverlauf (*institutioneller Wandel*<sup>365</sup>) befinden.

Institutionen in Gestalt von börsenmäßigen Energiemärkten<sup>366</sup>, die als eine Ausprägungsform von Handlungssystemen fungieren, setzen (dauerhaft geltende) Regeln und bestrafen die Nichteinhaltung (etwa durch Ausschluss vom Handel) dieser mit dem Zweck, den Handel von Strom zwischen teilnehmenden Akteuren zu steuern. Auf diesen Märkten herrschen so bereits bekannt, heterogene und vor allem nicht perfekte Quantitäts- und Qualitätsniveaus hinsichtlich des Informationsstandes und der -verteilung von Akteuren, was einen fundamentalen Gegenstand der NIÖ bildet. Insbesondere gehen die Erklärungsansätze, im Gegensatz zu neoklassischen Theorien, auf die Relevanz von Ineffizienzen an Märkten ein. So funktionieren Märkte eben nicht problemlos, genauso steht die Benutzung dieser Institutionen nicht kostenfrei zur Verfügung. Somit kommen *Transaktionskosten* für eine Entscheidungsfindung von Wirtschaftssubjekten erstmals zum Tragen. Sie entstehen an Börsen im Zusammenhang mit der Anbahnung, Abwicklung sowie möglichen Friktionen von Tauschvereinbarungen zwischen Handelsteilnehmern<sup>367</sup>. Demnach kann die Qualität einer Strombörse als Institution anhand der Kosten bemessen werden, die für eine konkrete Transaktion<sup>368</sup> aufzuwenden sind.

---

<sup>364</sup> So resümiert von North (1990b), S. 57: „No institutions are necessary in a world of complete information“.

<sup>365</sup> Erstmals von Douglass C. North thematisiert, vgl. dazu North (1994), S. 365–367 sowie zusätzlich für eine transaktionskostenbasierte Analyse North/Wallis (1994), S. 618–623. Vgl. ferner für eine Betrachtung zum evolutionären Wandel von „Institutionen“ am Beispiel von Börsen Hartmuth (2004), S. 254–290; ferner dargestellt für Kreditgenossenschaften Polster (2001), S. 215–228. Einen kritischen Gesamtüberblick zu (scheinbaren) Erkenntnissen und Ansätzen der NIÖ bietet Williamson (2000), S. 600–610.

<sup>366</sup> Vgl. zur Übertragbarkeit institutionenökonomischer Theorien auf energiewirtschaftliche Problemstellungen bspw. Andrews-Speed (2016), S. 221–223 oder Mai et al. (2014), S. 272–279.

<sup>367</sup> Für eine einleitende Betrachtung des Transaktionskostenansatzes im Unternehmenskontext vgl. Jost (2001), S. 10–18; zur beispielhaften Erläuterung von Transaktionskosten vgl. Kreps (1995), S. 92–98.

<sup>368</sup> Vgl. einleitend zur Quantifizierung von Transaktionskosten Voigt (2009), S. 71; am Beispiel des brasilianischen Energiemarktes Signorini/Ross/Peterson (2015), S. 153f.

Zudem betrachtet die NIÖ etwaige Transaktionen nicht mehr als reinen physischen Gütertausch, sondern richtet den Blickwinkel nunmehr auf den Handel von *Verfügungs- oder Eigentumsrechten* (sogenannte *Property Rights*), welche verschiedenartig ausgestaltet sowie unterschiedlich zwischen Individuen verteilt sind und damit das menschliche Verhalten<sup>369</sup> bestimmen. Aufgrund der fehlenden Markttransparenz herrscht *Informationsasymmetrie*<sup>370</sup> zwischen Vertragspartnern im Rahmen von Tauschgeschäften, die sich etwa auf die zu liefernde Strommenge des Verkäufers (Leistung) und Zahlungswahrscheinlichkeit des Käufers (Gegenleistung) nach Kontrahierung erstrecken kann. Die Reduzierung von Informationsasymmetrien (durch Institutionen) verursacht zumeist wiederum Transaktionskosten, so dass hier bspw. Stromhändler zwischen börsengestützten und außerbörslichen Transaktionen abwägen müssen, wobei ein solches Kalkül nach den Auffassungen der Neoklassik nicht zum Tragen kommt.

Eine Schwerpunktsetzung auf die Theorieansätze der NIÖ bietet sich somit an, wobei jeder Ansatz hier und da Überschneidungen zu den Aussagen der jeweiligen anderen Ansätze<sup>371</sup> aufweist. Daher wird der Erklärungsansatz der Transaktionskostentheorie nachfolgend fokussiert, um basierend darauf die Intermediationsfähigkeit von Strombörsen theoretisch nachzuweisen. Jedoch ohne eine Erweiterung auf den Terminus der *Information* erweckt das Gros der NIÖ den Eindruck von inhaltlicher Unvollständigkeit hinsichtlich der zu behandelnden Problemstellung dieser Arbeit. Insbesondere erweist sich die begriffliche Thematisierung in Bezug auf Erläuterungen zu Informationsasymmetrien als wesentlich, da sie zur Erklärung von Marktimperfectionen, auch bei Strombörsen, beitragen. Aufgrund eines nicht korrespondierenden Verständnisses zum Informationsbegriff im zugehörigen, einschlägigen Literaturfundus erfolgt zunächst ein Diskurs verschiedener Auffassungen.

---

<sup>369</sup> Vgl. kurz Cortekar/Groth (2010), S. 829. Für eine Diskussion zur Begriffsauffassung der Property Rights vgl. Musole (2009), S. 52–54 sowie zu Grenzen des Ansatzes Müller/Schmitz (2016), S. 94.

<sup>370</sup> Der Principal-Agent-Ansatz widmet sich dem Problem der Informationsasymmetrien in Vertragsbeziehungen zwischen Auftraggeber (Prinzipal) sowie Auftragnehmer (Agent) und zeigt zudem Lösungsmöglichkeiten auf, vgl. dazu im Original Jensen/Meckling (1976); zusätzlich Göbel (2002), S. 98–128.

<sup>371</sup> Vgl. zusammenfassend Göbel (2002), S. 60. Vgl. darüber hinaus zu Zusammenhängen zwischen Transaktionskosten und Verfügungsrechten Rao (2003), S. 115–117.

### 3.2 Wirkung von Informationen auf Preise

Der Fluss von Informationen – als fundamentale Auslöser aktiven und reaktiven Verhaltens von Akteuren auf Marktpreisänderungen – bildet einen zentralen Bestandteil zur Beantwortung der Zielstellung dieser Arbeit, so dass eine Erörterung essentiell erscheint. In der Folge wird dahingehend der Fokus des Teilkapitels auf eine begriffliche Annäherung mithilfe des einschlägigen Schrifttums gelegt, um darauf aufbauend eine Konkretisierung zum Wertgehalt von Marktpreisinformationen im Kontext von Strombörsen vorzunehmen.

Eine allgemeine Auslegung des Informationsbegriffs im Alltagssprachgebrauch gibt Capurro (1978), indem er Informationen als „das Wissen, das mitgeteilt wird“<sup>372</sup> zusammenfasst. Diese Definition bildet die Basis für die nachfolgende Diskussion. Bedingt durch die sehr weit gefasste Formulierung ergibt sich hierbei ein großer Interpretationsspielraum, so dass eine nähere Charakterisierung von „Wissen“ nicht abgeleitet werden kann. Des Weiteren impliziert die begriffliche Erläuterung in keinerlei Weise vor- bzw. nachgelagerte Handlungen im Zusammenhang mit der Wissensvermittlung, -aufnahme und -verarbeitung.

Zunächst werden zum Übertragungsprozess von Informationen selbst jeweils mindestens ein Sender (Informationsadressant bzw. Kodierer) und ein Empfänger (Informationsrezipient bzw. Dekodierer) sowie ein Medium oder Kanal als integrale Bestandteile benötigt. Das hierbei zugrunde liegende wechselseitige Kommunikationsmodell nach Shannon (1948) interpretiert die zu vermittelnde Information als ein Signal<sup>373</sup>, welches durch Störgrößen beeinflusst werden kann. Empfänger sind primär abhängig vom Sender hinsichtlich der Qualität und Quantität<sup>374</sup> von Informationen, wobei sie gleichzeitig den Sender ebenso beeinflussen können. Von gleichermaßen essentieller Relevanz ist der eingesetzte Kommunikationskanal<sup>375</sup>, welcher neben der Qualität und

---

<sup>372</sup> Capurro (1978), S. 197; ähnlich grundlegend gehalten Bode (1993), S. 13: „Informationen sind in einer menschlichen Sprache repräsentierte Wissensbestandteile“. Vgl. ergänzend für eine philosophische Darlegung über Informationen als Kapital Capurro (1995), S. 68–77.

<sup>373</sup> Vgl. Shannon (1948), passim, bes. S. 382–386 sowie Shannon/Weaver (1949), S. 33–35; zusätzlich Rechenberg (2003), S. 319–322. Vgl. ferner zur Messung von Informationsmengen bei Nachrichten am Beispiel von binärer Codierung Trincker (1966), S. 9, 40f.; zu auftretenden Informationsflussstörungen zwischen Sender und Empfänger Cohnitz/Bremer (2004), S. 114–123.

<sup>374</sup> Arrow (1964), S. 398, betont hier die Relevanz bei großen Unternehmen: „The word ‘large’ in the title is meant to stress the importance of the communications element“.

<sup>375</sup> Vgl. Röhner/Schütz (2012), S. 17f.

Quantität einer Information, auch maßgeblich die Übertragungszeit (bspw. eine Meldung über eine Börsenstrompreiserhöhung via Internet vs. Zeitung) vom Kodierer zum Dekodierer bestimmt.

Der fehlende definitivische Aspekt von Capurro (1978) zum Hintergrund für eine Wissensübertragung wird von Feldmann und March (1981) aufgegriffen und wie folgt ergänzt: “often information is produced in order to persuade someone to do something”<sup>376</sup>. In dieser Aussage reflektiert sich eine grundlegende Zweckmäßigkeit von transferierten Informationen, welche beabsichtigte Reaktionen in Form von menschlichen Handlungen nach sich ziehen soll. Dabei muss der „einwirkende“ Sender als *Informationsträger*<sup>377</sup> nicht zwangsläufig menschlicher Natur sein. Insgesamt verwendet die einschlägige Literatur zu wirtschaftswissenschaftlichen Problemstellungen in Abhängigkeit von ihrem Schwerpunkt teils sehr differenzierte Auffassungen des Informationsbegriffes<sup>378</sup>, was somit eine allgemein gültige, eindeutige Formulierung nicht zulässt.

Auf institutioneller Ebene besitzen Informationen eine essentielle Bedeutung, weil sie einerseits Handlungen initiieren und andererseits neue Informationen durch eingeleitete bzw. durchgeführte Handlungen entstehen. So existiert nach Berthel (1967) eine zentrale Interdependenz zwischen Informationen und den betrieblichen Aktivitäten Planung, Entscheidung, Durchführung und Kontrolle im Einzelnen und handlungsübergreifend in Form eines Kreislaufs<sup>379</sup>. Gestützt wird die These durch die Aussage

---

<sup>376</sup> Feldman/March (1981), S. 176: hier in Bezug auf Relevanz und Unverlässlichkeit von strategischen Informationen. Als *zweckorientiertes Wissen* werden Informationen zuvor schon von Wittmann (1959), S. 14 bezeichnet. Die damit verbundene begriffliche Aussagekraft war seinerzeit bereits für vielschichtige betriebswirtschaftliche Fragestellungen geeignet. Vgl. für einen ähnlichen Ansatz Yovits (1969), S. 371.

<sup>377</sup> Vgl. Wacker (1971), S. 42. Träger einer Information können auch nicht menschlicher Art sein wie bspw. eine Zeitschrift. Für eine Übersicht zu Informationsquellen für Investoren und Händler an Börsen vgl. zusätzlich hier mit Fokus auf Aktienmärkte Teweles/Bradley (1987), S. 474–483; ferner aus Sicht von Nachfragern Beales et al. (1981), S. 12–20.

<sup>378</sup> Zu diesem kritischen (Zwischen-)Fazit gelangen bspw. Miller (1953), passim, bes. S. 5–11; Kirsch (1971), S. 79 und Bode (1993), S. 6, 14. Für eine Übersicht zu weiteren Definitionen verschiedener wissenschaftlicher Disziplinen vgl. Pagel (2013), S. 67–81 sowie Hesse/Müller/Ruß (2008), S. 163–165.

<sup>379</sup> Vgl. Berthel (1967), S. 40f.

von Müller (1969), welcher Informationen als eine „Grundeinheit für die Darstellung der Entscheidungsprozesse in der Unternehmung“<sup>380</sup> betrachtet.

Anknüpfend an die bereits thematisierten Ausprägungen des Informationsbegriffs hinsichtlich der Entscheidungsorientierung<sup>381</sup>, welche menschliches Handeln vorbereitet, wird im Rahmen der weiteren Untersuchung der Fokus auf die Verbindung von Informationen zu Marktpreisen gelegt. Eine wesentliche Funktion von Preisen besteht im *Transport von Informationen*<sup>382</sup>. Sie reflektieren bereits unter dem neoklassischen Prämissenrahmen vollkommener Märkten unter Sicherheit sogar sämtliche notwendige Marktinformationen, so dass Akteure das jeweilige Preis-Qualitätsverhältnis<sup>383</sup> von Gütern bzw. Dienstleistungen unmittelbar ableiten können. Dahingehend können allein auf Basis von Preisen unternehmerische Entscheidungen getroffen werden. Weiterhin führen auftretende Preisänderungen zu Verhaltensanpassungen<sup>384</sup> bei Marktteilnehmern. Auch unabhängig von den idealisierten, neoklassischen Gleichgewichtsanahmen bewirken preisliche Bewegungen in Folge der Verarbeitung von empfangenem, entscheidungsorientiertem Wissen bei Individuen ein reaktives Verhalten<sup>385</sup>. Bereits von Mises (1940)<sup>386</sup> thematisiert die Relevanz von Preisen für das Handeln von Marktakteuren.

---

<sup>380</sup> Müller (1969), S. 16. Weiterführend präzisiert er Entscheidungsprozesse als wiederkehrende Vorgänge, die mit einem Informationsfluss zum Entscheidungspunkt beginnen, was in einer Transformation von Informationen mündet, um schließlich den Informationsfluss für andere Entscheidungspunkte herzustellen. Basierend darauf substituiert Mag (1977), S. 4 sogar den Begriff der Zweckorientierung durch die Entscheidungsorientierung bei seiner Definition von Information.

<sup>381</sup> Vgl. Foster/Viswanathan (1990), S. 594: „[...] the price is an important source of information for uninformed liquidity traders, the informed trader has the greatest advantage [...]“. Vgl. zusätzlich für eine kritische Betrachtung zur begrifflichen Abkehr vom zweckorientierten zum entscheidungsorientierten Wissen vgl. Bode (1997), S. 455–458.

<sup>382</sup> Hayek (1945), S. 526f. konstatierte zur Relevanz von Preisen als effiziente Informationssysteme: „We must look at the price system as such a mechanism for communicating information [...] the most significant fact about this system is the economy of knowledge with which it operates, or how little the individual participants need to know in order to be able to take the right action. [...] By a kind of symbol, only the most essential information is passed on, and passed on only to those concerned“. Mit Bezug darauf vgl. Grossman (1991), S. 1f.

<sup>383</sup> Vgl. Hopf (1983), S. 48.

<sup>384</sup> Am Beispiel von Aktien vgl. Fama et al. (1969), S. 2–20.

<sup>385</sup> Für eine frühe Abhandlung über den Zusammenhang von Marktpreisen und deren Schwankungen induziert durch u.a. wechselnde Wertbemessungen von Individuen vgl. Wieser (1884), S. 21–31.

<sup>386</sup> Vgl. Mises (1940), S. 245f.: „jedes Handeln [wird, der Verf.] durch die Veränderung der Daten und durch die durch sie bewirkten Preisveränderungen berührt“; ähnlich mit Bezug zu Wettbewerb Hayek (1981), S. 161: „Die Summe an Informationen, die sich in den Preisen widerspiegelt oder niederschlägt, ist vollständig das Ergebnis des Wettbewerbs oder zumindest der Offenheit des Marktes für jeden“. Mit Bezug darauf Paul/Horsch (2005), S. 140. Vgl. weiterhin zur Relevanz von in (Markt-)Preisen enthaltenen Informationen Hayek (2003), S. 268: „Die Summe der in den Preisen

Wissensunterschiede zwischen Individuen existieren im Annahmerahmen vollkommener Märkte nicht. Mit der Abkehr von dieser Perspektive kristallisiert sich nach von Hayek (1937) die Relevanz von Wissensdefiziten und insbesondere deren Abbau durch menschliches Handeln<sup>387</sup> heraus. Fama (1970) erweitert diese Sichtweise und deduziert die Effizienz eines betrachteten Marktes anhand seiner Informationstransparenz, -verfügbarkeit und -vollständigkeit, die durch Preise wiedergespiegelt werden: „A market in which prices always fully reflect available information is called efficient“<sup>388</sup>. Bei einer vollständigen Ausprägung der drei Charakteristiken von Informationen würden weder Anbieter noch Nachfrager auf Märkten Informationsvorteile genießen, die ein opportunistisches Verhalten<sup>389</sup> ermöglichen. Grundlegend kann zur Evaluation von Märkten die Informationseffizienz gegenwärtig nach Fama (1970) in drei Stufen klassifiziert werden (siehe Abb. 12). Zwar kann durch den verbreiteten Einsatz von Informationstechnologie an elektronischen Märkten<sup>390</sup> eine Tendenz hin zur vollkommenen

---

angezeigten oder in sie eingegangenen Information ist ganz und gar das Ergebnis des Wettbewerbs, oder zumindest der Offenheit des Marktes für jeden, der einschlägige Informationen über irgendeine Angebots- oder Nachfragequelle für das fragliche Gut besitzt. [...] durch [...] Vermittlung von Information in verschlüsselter Form stellen die Wettbewerbsanstrengungen im Marktspiel die Nutzung weit verstreuten Wissens sicher“. Erste Ansätze zum Wert von Information in Preisen finden sich bereits schon bei Bachelier (1900), welcher sich erstmalig analytisch Aktienkursschwankungen und deren Bewertung widmete.

<sup>387</sup> Vgl. Hayek (1937), S. 36f.; Hayek (1945), S. 521f. sowie mit Fokus auf Preisen als Informationsträger zur Reduktion von Wissensmängeln Hayek (1952), S. 115–121; ferner überblicksartig Gräfe (2007), S. 32.

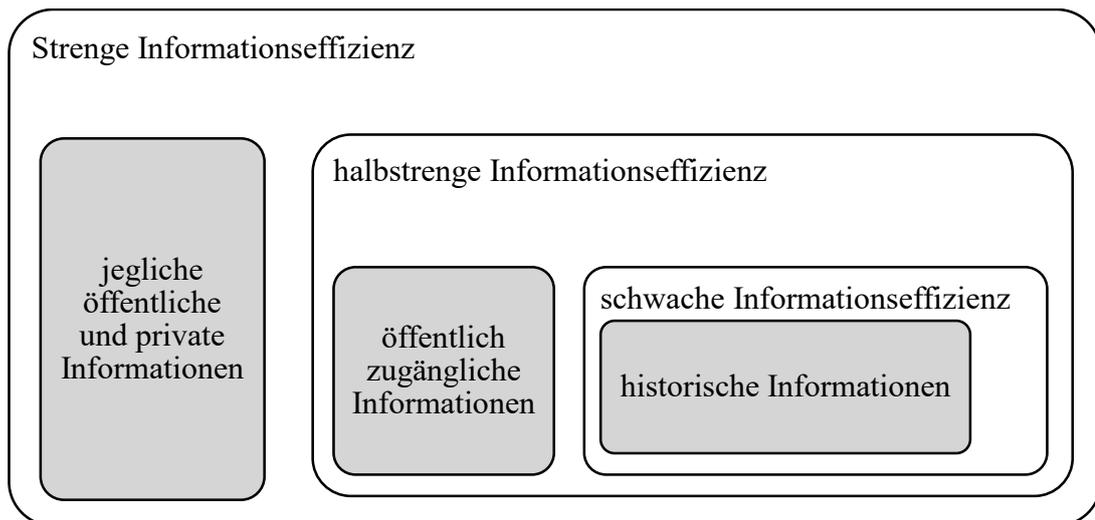
<sup>388</sup> Fama (1970), S. 383; ähnlich Fama/Schwert (1977), S. 96. Mit Bezug darauf vgl. kritisch LeRoy (1989), S. 1592–1595; Süchting/Paul (1998), S. 395–399; Hundt (2015), S. 17f. sowie ferner Lorenz (2006), S. 66f. Später relativierte Fama seine absolute These über die Informationseffizienz von Märkten hinsichtlich ihrer Nachweisbarkeit anhand von statistischen Testverfahren, vgl. dazu Fama (1991), S. 1577. Zur Auswirkung von Insiderhandel auf Informationseffizienz vgl. weiterführend Rozeff/Zaman (1988), S. 36–43; modellgestützt Kyle (1985), S. 1317–1335 sowie Schneider (1993), S. 1433–1435; mit Bezug zu letzterem Süchting (1995), S. 399–402. Vgl. für eine Darlegung alternativer Auffassungen zur Informationseffizienz Vollmer (2008), S. 47–49. Vgl. konkret zur Markteffizienzhypothese Lorie/Dodd/Kimpton (1985), S. 55–79 als eine evolutionäre Betrachtung; analog Jensen (1978), S. 96–100; in komprimierter Form Manne (1985), S. 935. Vgl. weiterhin für Analysen dazu am Beispiel von Aktienbewegungen Busse/Green (2002), S. 417–435; Malkiel (2003), S. 61–80 und Malkiel (2005), S. 2–9.

<sup>389</sup> Informationsunterschiede zwischen Marktteilnehmern führen bspw. auf Wertpapiermärkten zu Bid-Ask-Spreads und folglich zu abnormalen Renditen, vgl. hier mit Bezug auf die Markteffizienzhypothese von Fama Seyhun (1986), S. 191f.; aktueller Barucci (2003), S. 221; am Beispiel von Call-Märkten Huber/Kirchler/Sutter (2006), S. 192–203; ferner Lebedeva (2012), S. 9–13.

<sup>390</sup> Zur grundlegenden Funktionsweise von elektronischen Märkten vgl. Klein (1996), S. 54–57; für eine Darstellung zur Entwicklung hin zum vollkommenen Markt vgl. Weinhardt/Gomber (1999), S. 518–525. Aktueller eruieren den Werdegang der vergangenen 20 Jahre und adressieren gleichermaßen Szenarien zur künftigen Bedeutung selbiger Intermediäre Alt/Klein (2011), S. 43–50.

(strengen) Informationseffizienz<sup>391</sup> festgestellt werden, doch kann selbiger Zustand nicht als allgegenwärtig angesehen werden, so dass sich Strombörsen momentan zwischen den Stadien halbstrenger und strenger Informationseffizienz<sup>392</sup> einordnen.

Abb. 12: Informationseffizienz von Märkten<sup>393</sup>



In der Grafik werden die drei Informationskategorien nach Fama (1970) veranschaulicht. Die einzelnen Abstufungen enthalten sämtliche verfügbare Informationsmengen der schwächeren Klasse(n). Bei strenger Informationseffizienz besitzen alle Marktteilnehmer private Informationen in Form von Insiderwissen sowie Kenntnisse ausgewählter Führungskräfte und Wirtschaftspolitikern. Semi-starke Informationseffizienz zeichnet sich im Speziellen dadurch aus, dass alle Marktteilnehmer sämtliche Publikationen zu Jahresabschlüssen, konkrete Nachrichten von und über Unternehmen sowie Presseberichten besitzen und dieses Wissen vollständig in Preisen verarbeitet wird.

Die Energiehandelsbörse EEX bzw. EPEX stellt auf ihrer interbasierten Transparenzplattform<sup>394</sup> wesentliche Daten in stündlicher Auflösung zur prognostizierten Stromproduktion und -nachfrage sowie historische Marktstrompreise unentgeltlich bereit. Die so zur Verfügung gestellten Informationen lassen auf ein schwaches bis semi-

<sup>391</sup> Für eine ergänzende Darstellung zur Informationseffizienz auf Kapitalmärkten vgl. Süchting (1995), S. 395–399 und Franke/Hax (2009), S. 434–437.

<sup>392</sup> Der Wert von öffentlichen und privaten Informationen auf Märkten wurde erstmalig von Hirshleifer (1971), S. 563–573 analysiert. Dabei stellte er fest, dass öffentliche Informationen in bestimmten Fällen keinen Wert für Akteure besitzen und gleichzeitig selbige unter bestimmten Voraussetzungen ihre Bereitschaft erklären, einen Preis für die Geheimhaltung zu entrichten. Dieser Ansatz wurde vielfach im Schrifttum aufgegriffen sowie teils bestätigt oder widerlegt. Vgl. weiterführend dazu bes. Marshall (1974), S. 376–389; Fama/Laffer (1971), S. 292–298 und Ng (1977), S. 1718–1727.

<sup>393</sup> Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Fama (1970), S. 383, der die Einteilung von Informationsmengen/-strenge von Roberts (1959), S. 7f., weiterentwickelte. Erstere Systematik wird grundlegend adaptiert von Malkiel (1987), S. 2891f. und von Pearce (1987), S. 20–30 empirisch untersucht. Alternative Einteilungsmöglichkeiten bieten Beaver (1981), S. 26f. (gut und schlecht unterrichtete Investoren) sowie Neumann/Klein (1982), S. 171, welche zwischen starker und schwacher Informationseffizienz sowie zentral veröffentlichten und dezentral veröffentlichten Informationen unterscheiden. Mit Bezug darauf vgl. Sapusek (1998), S. 16–18; auch Spremann (2007), S. 443f.

<sup>394</sup> Vgl. Pressemitteilung von European Energy Exchange (2014).

strenges Markteffizienzniveau schließen, insofern sämtliche Marktteilnehmer dieses Wissen haben und entsprechend verarbeiten. Aufgrund ihrer zwingend kontinuierlichen und unverzüglichen Veröffentlichung von präzisen Insider-Informationen über aktuelle Kapazitäten, Nutzungsgraden und Verfügbarkeiten von Energieerzeugungsanlagen<sup>395</sup> könnte eher von einem stark informationseffizienten Markt ausgegangen werden. So werden weiterhin vorliegende Informationen über Verbräuche oder (wesentliche) Ausfälle von Kraftwerken, auch mit Bezug auf die Stromspeichersituation, ebenfalls ad hoc verkündet, was tendenziell auf die höchste der drei Effizienzstufen hindeutet, wobei naturgemäß nicht ausgeschlossen werden kann, dass einzelne Marktteilnehmer exklusive Insiderinformationen besitzen.

Insgesamt kann jedoch nach dem zugrunde gelegten Prämissenkatalog der vollkommenen Informationseffizienz eine Vollständigkeit über sämtliche publizierungspflichtige im weiteren Sinne oder aller relevanter Meldungen im engeren Sinne nicht gewährleistet werden. Des Weiteren bedarf es bei einer Veröffentlichung zwangsläufig immer einem zeitlichen Vorlauf, welcher die Zeitspanne von der Bereitstellung durch Anlagenbetreiber, (Groß-)Verbraucher oder Netzbetreiber bis zur letztlichen Veröffentlichung seitens der Strombörse involviert. Auch müssten Börsenakteure selbige Nachrichten nach der Offenlegung sofort (barrierefrei) resorbieren, deren Inhalte verarbeiten und dahingehend ihr Verhalten bezüglich An- und Verkauf von Stromkapazitäten anpassen. Unter Beachtung der dargelegten Aspekte wird die EPEX als halbstreng informationseffizienter Handelsplatz deklariert und als solcher in nachstehenden Analysen behandelt.

---

<sup>395</sup> Die Transparenzplattform arbeitet nach der Verordnung zur Integrität und Transparenz des Energiegroßhandelsmarkts (Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency, REMIT), welche die Offenlegung von Insiderinformationen fordert. Insbesondere sind hier Art. 2 Nr. 1 zur Definition von Insiderinformationen sowie Art. 4 Ziff. 1 Satz 1 zur Vorgehensweise im Umgang mit Insiderinformationen hervorzuheben. Vgl. ausführlich dazu Kap. 6.1.

### 3.3 Der Transaktionskostenansatz

Die subsumierende Erkenntnis „transaction costs do matter“<sup>396</sup> basiert maßgeblich auf den Arbeiten von COMMONS, COASE sowie später WILLIAMSON. Nach deren originaler, noch an neoklassische Prinzipien angelehnter Auffassung reflektieren Transaktionskosten diejenigen Kosten, welche zur Nutzung eines Marktes<sup>397</sup> (Transaktionen) für teilnehmende Akteure anfallen. Dabei interpretiert Commons (1934, 1970) den Terminus der Transaktion als einen wechselseitigen Austausch, hervorgerufen durch Veräußerung und Erwerb von Rechten am künftigen Eigentum physischer Dinge<sup>398</sup>. Bei den hier thematisierten Rechten handelt es sich klassischerweise um Property Rights. Selbige verkörpern die Verfügungsgewalt über Güter sowie (über die Begriffsauffassung von Commons (1934) hinaus auch) Dienstleistungen und werden in der Regel vertraglich ausgestaltet und zwischen Individuen<sup>399</sup> getauscht. Diese Transaktionsvorgänge werden nach der Sichtweise von Commons (1934) wie folgt systematisiert<sup>400</sup>:

1. „*Rationing Transactions*“ beziehen sich auf die Allokation von Beiträgen und Ansprüchen an die Wertschöpfung durch ein Unternehmen.
2. „*Bargaining Transactions*“ involvieren die Übertragung von Eigentumsrechten an Ressourcen anhand von Kontrakten.
3. „*Managerial Transactions*“ bezeichnen die Disposition von Tätigkeitsfeldern und Entscheidungsrechten.

---

<sup>396</sup> Die Bedeutung der Arbeiten von Coase zu Transaktionskosten wird von Matthews (1986), passim, bes. S. 904f. herausgestellt; vgl. dazu auch North (1978), S. 974f. sowie im politischen Kontext North (1990a), S. 362–366. Für eine einführende Darlegung zum Transaktionskostenansatz vgl. Freiling/Reckenfelderbäumer (2010), S. 48–63; knapper Jansen, Dorothea (2005), S. 228–230.

<sup>397</sup> Vgl. Coase (1993), S. 148; ähnlich interpretiert von Arrow (1969), S. 48: „transaction costs are costs of running the economic system“. Für eine kurze, skizzierte Darlegung zur (definitiven) Entwicklung des Transaktionskostenansatzes vgl. Jansen, Harald (2005b), S. 109f.

<sup>398</sup> Vgl. Commons (1934), S. 58; später prägnanter definiert Commons (1970), S. 21: „a transaction is two-sided: it is a joint action“. Mit Bezug darauf vgl. Windsperger (1996), S. 12. Später adjustiert Williamson (1985), S. 1, den Transaktionsbegriff geringfügig: „A transaction occurs when a good or service is transferred across a technologically separable interface. One stage of activity terminates and another begins“; mit Bezug darauf vgl. Richter/Furubotn (2010), S. 55.

<sup>399</sup> Vgl. grundlegend Picot (1991b), S. 147.

<sup>400</sup> Vgl. ausführlich Commons (1934), S. 59–69; schon zuvor Commons (1931), S. 652–655; kritisch dazu Shafer (1932), S. 262–264 sowie aktueller samt Würdigung von Commons' Beitrag zur Institutionenökonomik Chavance (2012), S. 31–45. Vgl. mit Bezug auf die Unterteilung von Transaktionen Jost (2001), S. 10f.; aktueller Horsch (2008), S. 100.

Das Ziel von (austauschbaren) Verfügungsrechten besteht in der Vervollständigung von Märkten sowie gleichzeitig in einer optimaleren Ressourcenallokation. So führt bspw. die Existenz von Strombörsen zur Vervollständigung von Energiemärkten, indem insbesondere kurzfristig auftretende Stromüberangebote oder -nachfrageüberschüsse durch den (physischen) Handel von Energie ausgeglichen werden können.

Während sich COMMONS vorwiegend auf die Übertragung von Verfügungsrechten aus einem eher juristischen Blickwinkel<sup>401</sup> konzentriert, analysiert COASE die mit Transaktionen in Verbindung stehenden Kosten aus einer (einzel-)organisations- und marktbezogenen Perspektive. Letzterer gilt im Schrifttum als zentraler Begründer des Transaktionskostenansatzes, welcher das bisher etablierte neoklassische Annahmegerüfte hinsichtlich der optimalen Ressourcenallokation von einzelnen Wirtschaftssubjekten<sup>402</sup> kritisch hinterfragte. In seinem Aufsatz von 1937 zum Wesen der Unternehmung wird unter Einbeziehung von *Managerial* und *Bargaining Transactions* nach Vorarbeiten von COMMONS der Fremdbezug („Buy“) von Gütern und Dienstleistungen mit vertikaler Integration<sup>403</sup> in der Organisation („Make“) verglichen. So stehen sich bei Fremdbezug über Märkte *Markttransaktionskosten* („Marketing Costs“)<sup>404</sup> und bei Eigenerstellung innerhalb der Organisation *Unternehmenstransaktionskosten* („Organizational Costs“) gegenüber, wobei die Variante mit den geringeren Transaktionskosten zu präferieren ist. Der optimale Anteil für die Nutzung des Marktmechanismus ermittelt sich dort, wo die eingesparten *Organizational Costs* und die zusätzlich anfallenden *Marketing Costs* betraglich übereinstimmen.

---

<sup>401</sup> Vgl. Göbel (2002), S. 131.

<sup>402</sup> Für eine kritische Abhandlung zu den Erkenntnissen des Erklärungsansatzes von Coase vgl. Brand (1990), S. 9–13.

<sup>403</sup> Vgl. Coase (1937), S. 390f.; mit anerkennendem Bezug Williamson (1975), S. 6 sowie Jensen/Meckling (1976), S. 307; auch North (1978), S. 975 und erneut Williamson (2005), S. 20f. Für einen kurzen wissenschaftlichen Abriss zur Entstehung des Transaktionskostenansatzes vgl. darüber hinaus Jansen, Harald (2005b), S. 109f.; auch Reichhardt (1995), S. 18–20.

<sup>404</sup> Coase (1960), S. 15 zweifelt den kostenfreien Marktzugang für Individuen nach neoklassischem Annahmegerüfte an und pointiert im Gegenzug dessen (tatsächliche) Kostenrelevanz: „[...] there were no costs involved in carrying out market transactions. This is, of course, a very unrealistic assumption. In order to carry out a market transaction it is necessary to discover who it is that one wishes to deal with, to inform people that one wishes to deal and on what terms, to conduct negotiations leading up to a bargain, to draw up the contract, to undertake the inspection needed to make sure that the terms of the contract are being observed, and so on. These operations are often extremely costly, sufficiently costly at any rate to prevent transactions that would be carried out in a world in which the pricing system worked without cost“. Mit Bezug darauf vgl. Richter/Furubotn (2010), S. 58.

WILLIAMSON übernimmt diese Kernaussagen<sup>405</sup> und entwickelt den Ansatz<sup>406</sup> – auch durch Eliminierung weiterer neoklassischer Annahmen sowie Änderung der Sichtweise auf eine kontraktbezogene Perspektive<sup>407</sup> – entscheidend zum heute bekannten modernen Transaktionskostenansatz<sup>408</sup> weiter. Die Einführung von *Opportunismus* und *beschränkter Rationalität*<sup>409</sup> als verhaltensbezogene Annahmen von Akteuren, welche vor Kontraktabschluss auftreten, gelten seinerzeit als Novum. In diesem Kontext führt er ebenso den Begriff der *spezifischen Investition*<sup>410</sup> ein, der sowohl auf Sach- als auch auf Humankapital anwendbar ist. Mit ansteigendem Spezifitätsgrad der Investition erhöhen sich gleichzeitig die Austrittsbarrieren<sup>411</sup> der Kontraktpartner, die als *Sunk Costs* interpretiert werden können. Unter Berücksichtigung aller drei Merkmale sollten Transaktionen demnach nach der Maxime inszeniert werden: „Organize transactions so as to economize on bounded rationality while simultaneously safeguarding them against the hazards of opportunism“<sup>412</sup>.

---

<sup>405</sup> Unabhängig von den vorgenommenen Modifizierungen des originären Ansatzes kommt Williamson (1981), S. 573f., zum gleichen Fazit: „Transaction cost economizing is nevertheless important to all forms of organizations“.

<sup>406</sup> Im Zuge der nunmehr zunehmend institutionenökonomischen Denkweise kristallisierten sich weitere Ansätze heraus, die auf der Argumentationslinie von Coase (1937) basieren. Vgl. etwa den Property-Rights-Ansatz nach Alchian/Demsetz (1972), S. 784, der nur wenige Gemeinsamkeiten zur Governance-Theorie von WILLIAMSON aufweist.

<sup>407</sup> Vgl. beispielhaft für in Verbindung stehende Transaktionskosten bei der Kontrahierung am Arbeitsmarkt Williamson (1987), S. 619–622 sowie anhand der Organisation von Arbeit Williamson (1980), S. 11–36.

<sup>408</sup> Vorwiegend finden sich die fundamentalen Ergebnisse in den Grundlagenwerken von Williamson (1975) und Williamson (1985). Vgl. für einen skizzenhaften Überblick zu den Grundaussagen beider Monografien etwa Dietrich (1994), S. 19–29; Krüsselberg (1993), S. 42–55; ferner Kasi (1997), S. 22.

<sup>409</sup> Vgl. Williamson (1985), S. 310f., wobei der Nukleus von letzterer Annahme aus Vorarbeiten von Simon (1959), S. 277f., stammt. Als Reaktion hierauf kommentiert Simon (1991), S. 26, später nicht reinweg positiv: „It has been observed that they even introduce a sort of bounded rationality into the behavior, with the exogeneity of the limits of rationality allowing the theory to remain within the magical domains of utility and profit maximization“. Vgl. zusätzlich zur Dimensionierung seiner Verhaltensannahmen Williamson (1988), S. 69–71; auch Williamson (1993), S. 10–12. Vgl. zusätzlich m.w.N. Rindfleisch/Heide (1997), S. 30–32.

<sup>410</sup> Die Spezifität bezieht sich auf die besonderen Eigenschaften von Gütern oder Dienstleistungen, welche schwer oder gar nicht substituiert werden können und den Wert einer Transaktion steigern. Vgl. dazu Williamson (1985), S. 18, 29–32; mit Bezug darauf Dietrich (1994), S. 21 subsumierend: „Asset specificity refers to the degree to which durable human or physical assets are locked into a particular trading relationship, and hence the extent to which they have value in alternative activities“; vgl. auch Riordan/Williamson (1985), S. 367; aktueller Williamson (2010), S. 220.

<sup>411</sup> Vgl. Jansen, Harald (2005b), S. 111.

<sup>412</sup> Williamson (1985), S. 32.

Nach Williamson (1985) manifestieren sich Transaktionskosten einerseits vor (*ex ante*) und andererseits nach (*ex post*) der Schließung eines Vertrags<sup>413</sup>, welcher das Tauschgeschäft über Verfügungsrechte regelt. Losgelöst vom zeitlichen Bezugszeitpunkt der Vertragsschließung unterscheidet Picot (1982) entstehende Transaktionskosten hinsichtlich Anbahnung, Vereinbarung, Abwicklung, Kontrolle und Anpassung<sup>414</sup>. Im Hinblick auf den (zweiseitigen) Spotstromhandel kann selbige Systematisierung<sup>415</sup> exemplarisch übertragen werden und äußert sich bei:

- der Ermittlung von jeweils einem geeigneten<sup>416</sup> Energieerzeugers/-lieferanten und -abnehmer (*Anbahnung*);
- Harmonisierung von Vertragsinhalten wie Lieferzeitpunkt, Handelsvolumina oder Zahlungsmodalitäten (*Vereinbarung*);
- Übertragung der kontrahierten Menge elektrischer Energie via Netzbetreiber als hinzukommende (transaktionskostenverursachende) Akteure (*Abwicklung*);
- Überprüfung der Erfüllung der vereinbarten (zeitlich nachgelagerten) Stromlieferungs- und Zahlungspflichten (*Kontrolle*) sowie
- der möglichen Änderung vertraglicher Bestandteile bei unerwartet auftretenden Ereignissen wie etwa dem spontanen Ausfall eines Kraftwerks des Lieferanten (*Anpassung*).

(Wertpapier-)Börsen verzeichnen einen hohen Standardisierungsgrad aufgrund ihres hohen Automatisierungsgrads, der zur Reduktion von Transaktionskosten<sup>417</sup> führt. Ebenso können Strombörsen eine grundlegend transaktionskostenmindernde Charakteristik aufweisen, was im Folgenden verdeutlicht werden soll. Da das Entscheidungskalkül von (auch beschränkt) rational handelnden Marktakteuren maßgeblich durch die Summe aller im Zusammenhang einer Transaktion befindlichen Gesamtkosten<sup>418</sup> beeinflusst wird, kann für selbige ebenso der außerbörsliche Stroman- und -verkauf –

---

<sup>413</sup> Vgl. Williamson (1985), S. 2, 20.

<sup>414</sup> Vgl. Picot (1982), S. 270; aktueller Picot (1991a), S. 344. Mit Bezug darauf im Kontext von Finanzintermediären Horsch (2008), S. 101–103 sowie Hundt (2015), S. 62.

<sup>415</sup> Für eine Projektion auf Versicherungs- und Kreditverträge vgl. Horsch (2008), S. 103.

<sup>416</sup> Die Eignung bezieht sich insbesondere auf technische Gegebenheiten im Sinne von Energieerzeugungsanlagen, (Kurz-)Speichermöglichkeiten sowie verfügbare Netzeinspeisungskapazitäten.

<sup>417</sup> Vgl. Franke/Hax (2009), S. 61f., 64–67.

<sup>418</sup> Vgl. Williamson (1985), S. 22.

als konträre Vertragsform – sich möglicherweise als vorteilhafter erweisen. Daher werden zunächst beide Varianten von Individuen in Betracht gezogen. Hierbei zeigen sich insbesondere bei der Anbahnung einer Spothandelstransaktion signifikante Unterschiede in Form der Informations- und Kommunikationskosten. Denn bei dem nunmehr beschränkt rationalen Verhalten der Wirtschaftssubjekte können keine perfekten Verträge<sup>419</sup> aufgrund von Wissensdefiziten über etwa das Verhalten des anderen Akteurs (Stromver- oder -ankäufer) oder die zu tauschende Energiemenge realisiert werden. Zur Bewältigung selbiger Informationslücken werden entsprechende (finanzielle) Ressourcen<sup>420</sup> benötigt. Im außerbörslichen Umfeld ist die Vertragspartnersuche eben durch hohen Such- und Informationsaufwand<sup>421</sup> gekennzeichnet, während bei Strombörsen die Transakteure über die *Clearingstelle* unmittelbar (und anonym) zusammengebracht werden. In der Anbahnungsphase erhöhen sich die Transaktionskosten umso mehr, je geringer die Kooperationsbereitschaft und damit je größer die Informationsasymmetrie zwischen den beteiligten Transakteure<sup>422</sup> ausgeprägt ist. Dieses Kalkül kommt gleichermaßen in der Abwicklungsphase zum Tragen. Hierbei organisieren Strombörsen die technische, rechtliche sowie physische Erfüllung einer Transaktion, so dass das erforderliche kooperative Verhalten gegenüber OTC-Tauschgeschäften in den Hintergrund rückt und Informationsasymmetrien verringert werden. Schließlich weisen börsengestützte Energiegroßhandelsmärkte transaktionskostenmindernde Eigenschaften auf; konkret auf Basis der angesetzten Vergleichspunkte ist die börsenmäßige Handelsform gegenüber dem außerbörslichen Stromhandel sogar zu präferieren, wobei die eingesparten Transaktionskosten den Kosten der Börsennutzung, wie etwa für Handelslizenzen, gegenüber zu stellen sind.

Darüber hinaus bietet schließlich der Transaktionskostenansatz hierbei noch keine hinreichende Fundierung<sup>423</sup> zur theoretischen Begründung von Strombörsen. Zwar wird

---

<sup>419</sup> Vgl. zur Problematik der Informationsverteilung bei begrenzter Rationalität Williamson (1985), S. 57f., 76, wobei er dieses Problem erst im Zusammenhang mit einer hohen Spezifität von Gütern bzw. Dienstleistungen als kritisch einschätzt. Vgl. mit Bezug darauf Göbel (2002), S. 135.

<sup>420</sup> Vgl. Langlois (1984), S. 31; mit Bezug darauf Windsperger (1996), S. 20.

<sup>421</sup> Vgl. Erlei/Leschke/Sauerland (2016), S. 176.

<sup>422</sup> Vgl. Windsperger (1996), S. 24–27 sowie 25–27 zur Situation bei autonomen und opportunistischen Verhalten.

<sup>423</sup> Vgl. hierzu auch Erdmann (2012), S. 13–16, welcher ein ähnliches Fazit zieht.

im modernen Erklärungsansatz die Rationalität von Individuen grundlegend hinterfragt und letztlich auch neu definiert, jedoch wird die Relevanz von Informationen, deren Besitz und Verarbeitung (bis hin) zum Abbau von Transaktionskosten führen kann, nicht ausreichend priorisiert. Dabei induziert allgemein, wie bereits dargelegt, die Ungleichverteilung von Wissen zwischen Individuen stets (zusätzliche) Transaktionskosten. In der Literatur wird der Theorieansatz mit Intermediation – als eine Möglichkeit Transaktionskosten bei Vorliegen einer asymmetrischen Informationsverteilung<sup>424</sup> zu minimieren – ergänzend in Verbindung gebracht. Grundsätzlich verstehen sich dabei *Intermediäre* in Gestalt von Personen oder Institutionen als Bindeglieder zwischen (mindestens) zwei Tauschpartnern mit dem Ziel Angebot und Nachfrage<sup>425</sup> zu koordinieren, während ihre ausgeübten Funktionen, wie bspw. der Bereitstellung von Marktinformationen im Rahmen einer bestimmten Transaktion, dem Begriff der *Intermediation*<sup>426</sup> zuzuordnen sind. Fernab dieser Betrachtung gehen die Leistungen von Intermediären über die transaktionsreduzierende Wirkung hinaus, was im nachfolgenden Teilkapitel dargelegt wird.

### 3.4 Intermediation durch Strombörsen

Die theoriebasierte Existenzbegründung von Strombörsen als Intermediäre – im Zusammenspiel von Informationen und Transaktionskosten – wird im folgenden Teilab-

---

<sup>424</sup> Für eine ausführliche Darstellung zur begründeten Existenz von Intermediation auf Finanzmärkten vgl. Greenbaum/Thakor/Boot (2016), S. 55–86 und knapper Harris (2003), S. 6; kritisch mit Fokus auf die Beseitigung von Informationsasymmetrien im Kontext der Neuen Institutionenökonomik vgl. Horsch (2008), S. 107–140 sowie Paul (1994), S. 25–36.

<sup>425</sup> Vgl. zusammenfassend Spulber (1996), S. 135: „An intermediary is an economic agent that purchases from suppliers for resale to buyers or that helps buyers and sellers meet and transact. Intermediaries seek out suppliers, find and encourage buyers, select buy and sell prices, define the terms of transactions, manage the payments and record keeping for transactions, and hold inventories to provide liquidity or availability of goods and services“. Für eine ähnliche Begriffsabgrenzung vgl. Rubinstein/Wolinsky (1987), S. 581 und Rose (1999), S. 51; aktueller Spulber (2019), S. 160.

<sup>426</sup> Vgl. pointiert Spulber (1999), S. 3; mit Bezug darauf Horsch (2008), S. 80.

schnitt den Fokus einnehmen. Dabei konzentrieren sich die nachstehenden Ausführungen zunächst auf Ansätze der Finanzintermediation<sup>427</sup> nach neoinstitutionenökonomischer Prämissen<sup>428</sup>, da gewisse Anknüpfungspunkte<sup>429</sup> zwischen Strom- und Wertpapierbörsen bestehen. Des Weiteren sind Beiträge zur Intermediationsfähigkeit von börsengestützten Energiegroßhandelsmärkten im Schrifttum<sup>430</sup> bisher unterrepräsentiert.

So begründen etwa Leland und Pyle (1977) die Existenz von Finanzintermediation wie folgt: „we suggest that financial intermediation [...] can be viewed as a natural response to asymmetric information“<sup>431</sup>. Im Extremfall kann eine asymmetrische Informationsverteilung im teilweisen oder vollständigen Erliegen von Märkten<sup>432</sup> resultieren. Dieses Phänomen zeichnet sich am wahrscheinlichsten bei Gütern ab, bei denen potenzielle Nachfrager die Wesensmerkmale eines Produkts nicht (annähernd) vorher einschätzen können. Ein imperfekter bzw. ungleich verteilter Informationsstand<sup>433</sup> zwischen Wirtschaftssubjekten geht unmittelbar einher mit *Unsicherheit*<sup>434</sup>, was Williamson (1979) als eine der drei kritischen Eigenschaften<sup>435</sup> von ökonomischen Trans-

---

<sup>427</sup> Vgl. einleitend zur Finanzintermediation Hartmann-Wendels/Pfingsten/Weber (2019), S. 2–4.

<sup>428</sup> Aus neoklassischer Perspektive wäre eine Betrachtung zur Existenzberechtigung von Intermediation erneut obsolet, wie auch Schneider (1995a), S. 251 konstatiert: „[...] die Marktpreise [werden, der Verf.] allein ‚exogen‘ durch naturwissenschaftliche Erkenntnisse und Gegebenheiten bestimmt [...]. Deshalb klammert dieses Forschungsprogramm [gemeint ist die Neoklassik, der Verf.] einzelwirtschaftliche Institutionen (Regelsysteme und Organisationen) aus“. Bestätigung erfährt die These beispielsweise von Franke/Hax (2009), S. 501; Horsch (2005), S. 83; Horsch (2008), S. 95 sowie Hundt (2015), S. 56. Zudem erübrigen sich Intermediäre, da prinzipiell alle Marktteilnehmer allwissend sind wie Knight (1921), S. 197 konstatiert: „[...] the assumption of practical omniscience on the part of every member of the competitive system“; vgl. ähnlich Benston/Smith (1976), S. 217.

<sup>429</sup> Vgl. dazu Kap. 2.1.

<sup>430</sup> Vgl. exemplarisch für eine kurze Nennung James (2003), S. 265 und Barradale (2010), FN c. Indes konzentriert sich die Finanzintermediationsforschung vorwiegend auf Banken, vgl. dazu stellvertretend (das Inhaltsverzeichnis von) Greenbaum/Thakor/Boot (2016).

<sup>431</sup> Leland/Pyle (1977), S. 372; vgl. mit würdigendem Bezug Campbell/Kracaw (1980), S. 863; Allen/Santomero (1998), S. 1463; sowie auch Greenwald/Kohn/Stiglitz (1990), S. 322.

<sup>432</sup> Untersucht wurde der Zusammenhang von ungleich verteilten Informationen zwischen Verkäufer und Käufer von GEORGE A. AKERLOF, welcher in 2001 u.a. dafür den Nobelpreis erhielt. Vgl. für die zugrunde liegende Analyse am Gebrauchtwagenmarkt Akerlof (1970), S. 495–500. Mit Bezug darauf vgl. Greenwald/Stiglitz (1987), S. 446; Spence (2002), S. 434; Stiglitz (2002), S. 468. Für eine ähnliche Untersuchung anhand des Versicherungsmarktes vgl. zusätzlich Rothschild/Stiglitz (1976).

<sup>433</sup> Vgl. grundlegend zur Systematisierung von Informationsstadien Shubik (1954), S. 631.

<sup>434</sup> So pointiert nach Menges (1968), S. 12: „ein hoher Informationsstand das Bewußtsein von der Ungewißheit“, wobei letzterer Begriff die „begrenzte“ Unsicherheit darstellt.

<sup>435</sup> Zu den (weiteren) Merkmalen von Transaktionen Häufigkeit und Spezifität vgl. Williamson (1979), S. 239; ergänzend Erlei/Jost (2001), S. 41–43; Jones/Bouncken (2008), S. 37–39 und Voigt (2009),

aktionen betont. Unsicherheit verursacht Friktionspotenziale im Nexus von Tauschbeziehungen, was letztlich einen exponentiellen<sup>436</sup> Anstieg von Transaktionskosten für Akteure auf Märkten zur Konsequenz hat.

Der relativ junge Finanzintermediationsbegriff<sup>437</sup> wird in der Literatur unterschiedlich aufgefasst und damit darunter verschiedene Funktionen subsumiert. Allen (1990) bezeichnet einen Finanzintermediär in einer eher allgemeingültigen Definition als (einen): „[...] agent (or agents) that intermediates between an initial seller or information and its ultimate buyer“<sup>438</sup>. Demnach werden sie als integralen Bestandteil von Tauschbeziehungen für (finanzielle) Güter oder Dienstleistungen zwischen mindestens einem Verkäufer und einem (endgültigen) Käufer oder allgemein zwischen zwei Tauschpartnern geschaltet. Ihre Funktion und charakteristischen Merkmale leiten sich anhand ihres Zwecks ab. Breuer (1993) systematisiert dazu die nachstehenden vier Ausprägungsformen<sup>439</sup> von Intermediation:

- *Gutachter*, dessen Funktion sich auf die Generierung und Aufbereitung von Informationen erstreckt (z.B. Rating-Agenturen);
- *Auktionatoren*, die sich ausschließlich auf die Preisbestimmung fokussieren (wie etwa Broker);
- *Market-Maker* bzw. *Händler* (wie z.B. Aktienhändler) agieren als Bindeglied im Gütertauschprozess zwischen den (originären) Wirtschaftssubjekten, indem sie das Kontraktobjekt übermitteln, jedoch ohne eine Änderung am Tauschgegenstand vorzunehmen;

---

S. 90. Analysen zur Bedeutung des Terminus Unsicherheit gehen bereit auf FRANK H. KNIGHT zurück, vgl. in diesem Zusammenhang Knight (1921), S. 197–232; mit Bezug darauf Hirshleifer/Riley (1979), S. 1378.

<sup>436</sup> Vgl. Wiegandt (2009), S. 124–126.

<sup>437</sup> Obwohl Finanzintermediation mit dem bekannten Funktionsprinzip schon viel länger existiert, wurde sie erst in den 1970er Jahren als Möglichkeit zur Eliminierung von Informationsasymmetrien identifiziert. Ausgehend von der These zur (opportunistischen) Nutzung privater Informationen nach Hirshleifer (1971), S. 565f., erklärten Leland/Pyle (1977) bezugnehmend darauf Intermediation als Lösungsansatz zur Reduzierung von Informationsasymmetrien. Vgl. dazu Allen (1990), S. 3f.; ferner Allen/Santomero (2001), S. 272f. zur Relevanz in den 1990er Jahren.

<sup>438</sup> Allen (1990), S. 22. Alternativ resümiert bereits zuvor Diamond (1984), S. 398: „A financial intermediary obtains funds from lenders and lends them to entrepreneurs“.

<sup>439</sup> Vgl. Breuer (1993), S. 10–13, 17–19. Für eine alternative Systematisierung in Güter-, Finanz- und Informationsintermediäre vgl. Horsch (2008), S. 91; mit Bezug darauf Hundt (2015), S. 57.

- *Produzenten* nehmen im Gegensatz zu Market-Makern Modifikationen am zugrundeliegenden Kontraktobjekt (wie etwa Investmentbanken) vor, besitzen aber ansonsten dieselbe Durchleitungsfunktion wie zuvor Genannte.

Die EEX bzw. EPEX operiert demnach hauptsächlich als *Auktionator*<sup>440</sup>, in geringerem Umfang zudem als *Gutachter*. Als Auktionator leitet sie im Rahmen ihres Preisbildungsmechanismus aus den einzelnen Geboten zum An- und Verkauf von Strom ein konkreter Marktpreis für einen bestimmten Zeitraum ab. Selbige besitzt eine transaktionsrelevante Signalwirkung (*signaling*)<sup>441</sup> zum Abbau von Informationsasymmetrien für (Einzel-)Händler, da sich in (Markt-)Preisen Informationen<sup>442</sup> reflektieren. Darüber hinaus steht die generelle Vermittlung von Möglichkeiten für Kontraktabschlüsse im Fokus von *Auktionatoren* im Sinne eines Brokers. Dieser Rolle kommt konkret dem Clearinghaus zu, welches die Zusammenführung von potenziellen Transaktionspartnern<sup>443</sup> mit möglichst gleichen Handelsvolumina-, -zeiträumen und Preisvorstellungen initiiert und im positiven Fall deren Abwicklung begleitet. In ihrer Kernfunktion bringt die Strombörse zwar Käufer und Verkäufer anonym zusammen, tritt aber nicht gleichzeitig als Tauschpartner im Sinne eines *Market Makers* zwischen beiden kontrahierenden Parteien auf, da sie nicht in den (physischen) Austauschprozess eingebunden wird.

Bei Vorliegen einer asymmetrischen Wissensverteilung soll der Intermediär eigenmächtig Informationslücken eruieren und (höchstmöglich) reduzieren, sofern eine Beauftragung und Zahlung einer Vergütung durch die involvierten Marktteilnehmer er-

---

<sup>440</sup> Abweichend von der Begriffsabgrenzung nach Breuer (1993), S. 10f. können Auktionatoren weitere Funktionen innehaben. Vgl. dazu überblicksartig McAfee/McMillan (1987), S. 701–703 sowie Milgrom (1989), S. 17f.

<sup>441</sup> Vgl. grundlegend zum Signaling Spence (1973); Spence (1974); Spence (1976) sowie aktueller Spence (2002), S. 436–439. Wiederum dient Screening als Variante zum Abbau von Informationsdefiziten des schlechter informierten Kontraktpartners, indem fehlende relevante Informationen über den (avisierten) Tauschpartner ermittelt werden, vgl. hierzu einfühend Stiglitz (1975); knapper Stiglitz (1989), S. 838 sowie mit Bezug zu ersterem Stiglitz/Weiss (1981), S. 408 im Kontext von Kreditrationierung.

<sup>442</sup> Vgl. dazu Kap. 3.2.

<sup>443</sup> Vgl. Breuer (1993), S. 18.

folgt. So verhängt die Strombörse etwa, im Gegensatz zu außerbörslichen Tauschbeziehungen, eine Registrierungspflicht zum Erhalt einer Clearing-Lizenz<sup>444</sup> für Handelsnehmer. Aufgrund des informationsproduzierenden Charakters der Clearingstelle sind gewisse Parallelen zu einem *Gutachter* zu erkennen. Mit der Bonitätsprüfung als integraler Bestandteil des Registrierungsverfahrens und der anschließenden Zwischenschaltung in die Zahlungsströme werden künftige Gegenparteiisiken (fast) vollständig<sup>445</sup> auf den Intermediär transferiert. Für die Übernahme der Risikoübernahme ist eine (Risiko-)Prämie bei jeder Transaktion zu entrichten. Die EPEX in ihrer Gesamtheit als hybrider Intermediär<sup>446</sup> vereint wie oben dargestellt verschiedene Formen von Intermediation. Dennoch bemisst sich die (theoretische) Existenzbegründung der EPEX maßgeblich danach, inwieweit sie ihre Funktionen als Auktionator und Gutachter zum Vorteil der Börsenstromhändler ausübt. Nicht zuletzt hängt ihr Fortbestehen von der Zahlungsbereitschaft der Marktteilnehmer ab, denn die zusätzlich anfallenden Transaktionskosten bei der (Markt-)Nutzung von Strombörsen dürfen aus Sicht der Akteure die eingesparten Transaktionskosten<sup>447</sup>, resultierend aus der Beseitigung von Friktionspotenzialen vor und nach Vertragsabschluss, nicht übersteigen. Ermitteln Tauschpartner vergleichsweise höhere Transaktionskosten durch die Hinzuziehung einer Börse im Rahmen von Austauschbeziehungen, werden sie (fortan) disintermediative Transaktionen im Sinne von Sinclair (1994)<sup>448</sup> oder andere Intermediationsformen präferieren.

---

<sup>444</sup> Vgl. für den Zulassungsprozess European Commodity Clearing (2016), S. 17–32; ferner zusammengefasst von Pilgram (2014), S. 368f. Dagegen dürfen auch Endverbraucher an der italienischen Strombörse mittels Day-Ahead-Kontrakten ihre Energie beschaffen, vgl. dazu Bosco/Parisio/Pelagatti (2007), S. 418.

<sup>445</sup> Beispielsweise bei Überschreitung des Trading- oder Clearing-Limits eines Handelsteilnehmers kann die Haftungsfunktion der Clearingstelle erlöschen. Im schlimmsten Fall kann auch die Clearingstelle durch Insolvenz ausfallen. Vgl. zu Rechten und Pflichten der Handelsteilnehmer European Commodity Clearing (2016), S. 33–76.

<sup>446</sup> Nach der zugrunde liegenden Differenzierung nach Breuer (1993), S. 10–13, ist die hier maßgebliche Strombörse nicht zweifelsfrei zu einem der vier Typen zuordnenbar.

<sup>447</sup> Vgl. für eine kritische Schlussfolgerung zur Zahlungsbereitschaft für Intermediationsleistungen Franke/Hax (2009), S. 501.

<sup>448</sup> Vgl. Sinclair (1994), S. 449, welcher allgemein unter Disintermediation das ersatzlose Herauslösen eines Intermediärs aus einem Kontrahierungsprozess versteht.

Schließlich bilden die zuvor dargelegten Ausführungen zum Verständnis und Wirken von Informationen samt deren asymmetrischem Verteilungszustand zwischen Marktakteuren sowie der Relevanz von Transaktionskosten das theoretische Fundament zur weiteren Bearbeitung der zentralen Problemstellungen dieser Arbeit.

## 4 Schätzung von Marktpreisen mit GARCH-Ansätzen

Das wiederholte Auftreten von Extrempreisen verdeutlicht die Relevanz von börslichen Preis- und Handelsmengenschwankungen durch energieangebots- und -energienachfrageseitig induzierte Einflüsse. Für Börsenakteure besteht infolgedessen und ohnehin im Fall von Preisschwankungen bei gleichzeitigem Streben nach Gewinnmaximierung bzw. Minimierung von Einkommensunsicherheiten ein Marktpreisrisiko. Dabei subsumiert Schneider (2011) den übergeordneten Terminus des *Risikos* als „Maß idealisierter Unsicherheit“<sup>449</sup>, wobei letzterer Begriff<sup>450</sup> bereits im Rahmen dieser Arbeit definiert wurde. In den hier vorliegenden unvollkommenen, unvollständigen Märkten begründet sich die (Marktpreis-)Risikotheorie durch die vornehmliche Existenz von Transaktionskosten und Informationsasymmetrien. Dabei sind Marktakteure aufgrund der heterogenen Wissensverteilung und ihrer Risikoneigung<sup>451</sup> nicht nur gegenüber *Risiken*, vornehmlich preis- und mengenmäßiger Art, exponiert, sondern besitzen auch *Chancen* auf zusätzliche Gewinne<sup>452</sup> durch geschickte Platzierung ihrer Gebote. Insbesondere wird etwa „die Unsicherheit über die zukünftige Höhe der Preise von Strom“<sup>453</sup> bei Negativstrompreisen<sup>454</sup> deutlich. Ihr Auftreten stellt aber auch Opportunitäten für Stromkäufer dar, während sie Risiken für Erzeuger verkörpern, weil unerwartete Preisabweichungen zu Ungunsten der Akteure finanzielle Ziele gefährden. Umgekehrt erweisen sich Hochpreiszeiten als Chancen für Energieverkäufer.

Auch unabhängig von extremen Preisphänomenen unterliegen Energiemarktpreise fortwährend Volatilitäten<sup>455</sup>, welche es im Hinblick auf (künftige) Beschaffungs- und

---

<sup>449</sup> Schneider, Dieter (2011), S. 13; ähnlich Da Costa Lewis (2005), S. 4. Dabei gehen diese zwei ursachenbezogenen Ansätze auf Vorarbeiten von Knight (1921) zurück.

<sup>450</sup> Vgl. zum Begriff der Unsicherheit Kap. 3.1.

<sup>451</sup> Grundhaft wird zwischen risikoneutralen, -aversen und -freudigen Akteuren unterschieden, wobei die mittlere Neigung am häufigsten zu finden ist, vgl. dazu Breuer/Gürtler/Schuhmacher (2010), S. 16.

<sup>452</sup> Vgl. einleitend Wolke (2016), S. 1f., zur grundhaften Abgrenzung von Marktpreisrisiken S. 122f. Für einen Abriss zu Risikoarten im Stromhandel vgl. Borgmann (2004), S. 92–98 sowie Todem/Stigler (2002), S. 171–173.

<sup>453</sup> Rudolph/Schäfer (2010), S. 194.

<sup>454</sup> Vgl. ausführlich Kap. 7.

<sup>455</sup> Diese Schwankungen bezeichnen die Standardabweichung einer Variablen je Zeiteinheit, vgl. dazu Hull (2016), S. 240; auch Mondello (2015), S. 11–18. Erste empirische Analysen zur Volatilität von Aktienpreisen führte FAMA durch, indem er auf Grundlage der Markteffizienzhypothese die Random-Walk-Theorie anwendet und dabei Leptokurtosis – als extreme Preisausschläge – feststellt und deren Relevanz betont, vgl. dazu Fama (1965b), S. 55–98. Vgl. stellvertretend für eine Einführung

Verkaufstransaktionen auf (mögliche) Risiken und Chancen im Vorfeld abzuschätzen gilt. So nutzen etablierte Risikoquantifizierungsansätze wie Value-at-Risk-Modelle (VaR) etwaige Volatilitäten zur Ermittlung von (negativen) Wertänderungen bei Strom – etwa als bilanzielle Vermögensposition<sup>456</sup> – innerhalb eines bestimmten Zeitabschnitts. Dahingehend bildet die Bestimmung geeigneter Modelle zur Abbildung von (künftigen) Börsenstrompreisverläufen die übergeordnete Zielstellung dieses Abschnitts.

Vor diesem Hintergrund eröffnet das Kapitel vier mit einer heranführenden Darstellung zu möglichen Preisabbildungs- und -prognosemodellen, deren Anwendungsgebiete und Aktualität zunächst im Teilkapitel 4.2 diskutiert werden. Daraufhin wird eine geeignete Datenbasis (Kap. 4.3) eruiert. Den Kern bildet anschließend der Abschnitt 4.4, in welchem Ansätze für eine modellbasierte Zeitreihenanalyse unter Nutzung verschiedener Einflussparameter erarbeitet werden. Kapitel 4.5 widmet sich der Evaluierung der erzielten Ergebnisse, während Abschnitt 4.6 in einem abschließenden Fazit wesentliche Resultate zusammenfasst sowie einen Ausblick zu weiterem Forschungsbedarf gibt.

## 4.1 Einführung

Das über den Tagesverlauf gesehen eher starre (oder in dem Kontext auch als rigide bezeichnete) Nachfrageverhalten von privaten Haushalten aufgrund von bestehenden Festpreisstromverträgen sorgt für ein gewisses Maß an Preisunelastizität<sup>457</sup>, welches sich wiederum auf die Gesamtnachfrage und damit auch auf die Preisfindung am börsengestützten Energiegroßhandelsmarkt auswirkt. Demgegenüber bestimmt sich das Angebot durch die angekündigten, lieferbaren Strommengen von industriellen und bisweilen auch privaten Energieerzeugern, deren Generierung naturgemäß mehr oder

---

zu Volatilität bei Strompreisen Duffie/Gray/Hoang (2004), S. 540–548 sowie zusätzlich zu makro- und mikroökonomischen Auswirkungen von Volatilitäten auf Energiemärkten Regnier (2007), S. 407–410.

<sup>456</sup> Vgl. hierzu im Original Jorion (2007), S. 17: „VaR summarizes the worst loss over a target horizon with a given level of confidence“. Vgl. ausführlich zum Risikomaß James (2003), S. 131–140 und Hull (2016), S. 294–314; aktueller Horsch/Jüttner (2018) sowie kritisch zur Eignung als (kohärentes) Risikomaß Jüttner/Horsch/Aust (2018), S. 60f. Vgl. darüber hinaus zur Ermittlung des VaR mit Hilfe von ARCH-/GARCH-Modellen Engle (2001), S. 161–165 bzw. (kombinierten) ARMA-GARCH-Modellen Shimizu (2010), S. 14–17.

<sup>457</sup> Vgl. Ambrosius et al. (2017), S. 3.

minder starken Mengenschwankungen unterliegt. Allgemein bestimmen sich (künftige) Strompreise im Rahmen von börslichen Day-Ahead-Auktionsgeschäften (mit zeitlich verzögertem physischem Güteraustausch) aus der Interaktion von Marktteilnehmern, die wiederum auf Informationen zu Angebots- und Nachfragemengen sowie Marktpreisen aus Vorperioden<sup>458</sup> zurückgreifen können.

Als wesentliche exogene Treiber für das Zustandekommen von kurzfristigen Preisschwankungen an Strombörsen werden im Allgemeinen spezifische Erzeugungs(grenz)kosten, Saisonalität, Wochenenden, Urlaubs- und Feiertage, Wettererscheinungen, Einflüsse durch Brennstoffmärkte<sup>459</sup> sowie (unvorhersehbare) Sprünge in der Merit Order angeführt. Diese Charakteristiken werden in der Literatur unter dem etablierten Begriff *stylized facts* (stilisierte Fakten) im Zusammenhang mit (anderen) börsenfähigen Commodities rubriziert und sind nach folgenden Kategorien systematisiert<sup>460</sup>:

- Saisonalität,
- Volatilität(schluster),
- Mean Reversion und
- Preissprünge i.V.m. Extremwerten.

Volatilität ist ein vielfach untersuchtes und bestätigtes Attribut von (stochastischen) Zeitreihen. Sie wird in diesem Kontext als eine Kennzahl für die Unsicherheit über künftige Strompreisbewegungen<sup>461</sup> an Strombörsen verstanden. Ändert sich innerhalb einer Datenreihe die *Volatilität*, d.h. ist die bedingte Varianz über den gemessenen

---

<sup>458</sup> Vgl. stellvertretend Weron (2014), S. 1036f.

<sup>459</sup> Vgl. Ulreich (2010), S. 275–278; Kaminski/Masson/Chahal (2000), S. 38; Borggreffe/Nüßler (2009), S. 335 sowie auch Seifert (2009), S. 6–9. Eine andere Systematisierung nimmt Kramer (2002), S. 321f., vor und unterscheidet zwischen marktbedingten und fundamentalen Ursachen. Zusätzlich verdeutlichen Admati/Pfleiderer (1988), S. 21–31 tageszeitliche Unterschiede bei der Kontrahierungsmenge und der Variabilität von Preisen und Handelsvolumina.

<sup>460</sup> Vgl. stellvertretend Bierbrauer et al. (2007), S. 3464f.; ausführlicher Weron (2006), S. 25–55; skizziert Herrera/González (2014), S. 479 sowie besonders im Kontext von Mean Reversion Schwartz (1997), *passim*. In anderen ökonomischen und sozialwissenschaftlichen Disziplinen werden andere Merkmale unter dem Sammelbegriff „stylized facts“ zusammengefasst, so dass sich unterschiedliche Auffassungen etabliert haben, vgl. dazu Hirschman (2016), S. 609–620. Weiterhin charakterisieren Henney/Keers (1998), S. 39 Strompreise als: „skewed, fat-tailed and exhibit mean reversion“.

<sup>461</sup> Vgl. grundlegend Hull (2016), S. 240f.

Zeitraum ungleich bzw. ändert sich die Streuung der Datenpunkte im Untersuchungszeitraum, so liegt *bedingte Heteroskedastizität*<sup>462</sup> vor. Dabei finden sich in zusammenhängenden Datenreihen Perioden mit (annähernd) gleicher Volatilität, die sogenannte *Volatilitätscluster*<sup>463</sup> markieren. Eng damit verbunden sind *saisonale* Strompreismuster. So zeigen sich in Deutschland bspw. vergleichsweise höhere Strompreise in Wintermonaten und geringere in Sommermonaten. Auch trotz veränderlicher Varianz und Auftreten vereinzelter *Preisextrema*<sup>464</sup> kann bei Strompreisen ein Zurückkehren zum Mittelwert (*Mean Reversion*) auf lange Sicht identifiziert werden. Zur adäquaten Abbildung von veränderlichen Varianzen bei Börsenstrompreisen können etwa sogenannte ARCH (Autoregressive Conditionally Heteroskedastic)- und GARCH (Generalized Autoregressive Conditionally Heteroskedastic)-Modelle eingesetzt werden, wobei erstgenannter Ansatz seinerzeit als erster Heteroskedastizität<sup>465</sup> in Zeitreihen adressieren konnte, aber zweiterer Ansatz aufgrund seines größeren Einsatzspektrums im Folgenden zum Einsatz kommt.

Grundsätzlich bilden diese beiden zuvor genannten, grundsätzlichen Modelle nicht alle stylized facts von Energiepreisen, insbesondere das Auftreten von Preissprüngen, umfassend ab und werden daher häufig mit sogenannten ARMA (Autoregressive Moving Average)-Prozessen oder Teilen<sup>466</sup> (AR, Autoregressive und MA, Moving Average) davon kombiniert. Das heute bekannte ARMA-Modell geht auf die Arbeiten von BOX und JENKINS<sup>467</sup> zurück, wobei dieses zeitlich vor den ARCH- und GARCH-Ansätzen entwickelt wurde. Ihr Anwendungsbereich besteht weniger in der modellgestützten Ist-Analyse von (Finanz-)Zeitreihen als viel mehr in der kurzfristigen Prognose<sup>468</sup> der zu erklärenden Variable. Dabei kann das ARMA(p,q)-Modell<sup>469</sup> allgemein wie folgt mathematisch beschrieben werden:

---

<sup>462</sup> Das wechselnde Schwankungsverhalten findet sich häufig bei Renditen von Kapitalmarktprodukten wieder, vgl. dazu Krämer/Schoffer/Tschiersch (2014), S. 296.

<sup>463</sup> Vgl. Schmid/Trede (2006), S. 167.

<sup>464</sup> Vgl. dazu umfassend Kap. 5.2.

<sup>465</sup> Vgl. Weron (2014), S. 1055.

<sup>466</sup> Vgl. schlussfolgernd Weron (2006), S. 113 sowie den aktuellen Forschungsstand in Kap. 4.2.

<sup>467</sup> Vgl. im Original Box/Jenkins (1970); aktueller Box/Jenkins/Reinsel (2011), S. 47–91. Der Ursprung des Modells geht auf das Jahr 1970 zurück und wurde dabei von den beiden erst genannten Autoren nach Maßgabe eines sparsamen Parametereinsatzes konzipiert.

<sup>468</sup> Vgl. Hackl (2013), S. 239 sowie Schira (2016), S. 579.

<sup>469</sup> Vgl. Schmid/Trede (2006), S. 137 und Franke/Härdle/Hafner (2011), S. 261.

$$X_t = \underbrace{\alpha_1 X_{t-1} + \dots + \alpha_p X_{t-p} + \varepsilon_t}_{AR\text{-Prozess}} - \underbrace{\beta_1 \varepsilon_{t-1} + \dots + \beta_q \varepsilon_{t-q}}_{MA\text{-Prozess}},$$

wobei  $\alpha_p \neq 0$  sowie  $p$  und  $q \geq 0$  als notwendige Bedingungen erfüllt sein müssen. Zudem symbolisieren  $\varepsilon_t$  und  $\varepsilon_{t-1}$  jeweils einen Störterm bzw. White-Noise-Prozess<sup>470</sup>. Die Anzahl einzubeziehender Terme hängt für den autoregressiven Part (AR-Prozess) von  $p$  und für den gleitenden Durchschnitt (MA-Prozess) von  $q$  ab, sodass auch Einzelkonstellationen im Sinne eines reinen AR- oder MA-Ansatzes<sup>471</sup> denkbar sind. Ferner besteht die Möglichkeit Trends aus Zeitreihen über einen integrierten (Integrated) Differenzierungsfaktor  $d$  zu eliminieren, was wiederum als ARIMA (Autoregressive Integrated Moving Average)-Modell bezeichnet wird.

Der wesentliche Nachteil von ARMA-Ansätzen besteht in der unzureichenden Darstellung der autoregressiven, bedingten Heteroskedastizität, da sie stets eine konstante, bedingte (Fehlerwert-)Varianz<sup>472</sup>  $\varepsilon$  zugrunde legen. Zur hinreichenden Abbildung von charakteristischen un stetigen Volatilitätsclustern (bei Strompreisen) muss Heteroskedastizität jedoch in der Methodologie berücksichtigt werden. Daran anknüpfend versuchen ARCH- und GARCH-Ansätze das Defizit von ARMA-Modellen<sup>473</sup> mittels integrierter, veränderlicher Varianz zu kompensieren, wobei dies einer Anpassung von bestimmten Regressionskomponenten bedingt. Sowohl gegenwärtig als auch ursprünglich werden die beiden Modelltypen<sup>474</sup> und deren Erweiterungen primär zur

<sup>470</sup> Für eine skizzierte Darstellung zum „Weißen Rauschen“ vgl. Tsay (2005), S. 31.

<sup>471</sup> Beispielsweise bezeichnet ein AR(1)-Ansatz einen autoregressiven Prozess erster Ordnung, bei dem der Störterm bzw. die abhängige Variable  $X_t$  in  $t$  ihrer Vorperiode  $t-1$  abhängt. Für weitere (statistische) Merkmale von AR-, MA- und ARMA-Prozessen, die aber nicht Gegenstand dieser Arbeit sein sollen, vgl. ausführlich Broersen (2006), S. 61–78.

<sup>472</sup> Vgl. Neusser (2011), S. 140.

<sup>473</sup> Vgl. kritisch akzentuiert in Bezug auf die Anwendung auf Energie- und Rohstoffmärkten Duffie/Gray/Hoang (2004), S. 555: „There are periods of high volatility followed by periods of low volatility. It is this type of volatility clustering that Garch models seek to capture. Volatility in the electricity markets behaves quite differently, being characterized by rapid and extreme changes brought about by spikes in prices. These price spikes do not tend to be followed by periods of high volatility and, therefore, Garch-type models seem inappropriate. [...] To reduce the impact of these ‘outliers’, the Garch model can be re-estimated capping the influence of lagged shocks”.

<sup>474</sup> Der ARCH-Ansatz wurde von ROBERT F. ENGLE entwickelt mit dem Ziel Heteroskedastizität in Regressionen zu integrieren, so dass (externe) Schocks adäquater abbildbar und damit höhere Prognosegütern für Forecast-Werte erreichbar sind, vgl. dazu im Original Engle (1982). Dafür erhielt er 2003 den Nobelpreis im Bereich Wirtschaftswissenschaften. Vier Jahre später verbessert der verallgemeinerte (generalized) ARCH-Ansatz von TIM BOLLERSLEV die Komplexitätsproblematik des originären Modells bei vergleichbarer Regressionsqualität. Zudem können nun langfristig anhaltende Effekte bei der Volatilitätskalkulation berücksichtigt werden, vgl. dazu Bollerslev (1986), S. 308f. sowie Engle/Bollerslev (1986), S. 19.

Schätzung von Zeitreihen finanzwirtschaftlicher Natur<sup>475</sup> eingesetzt. Jedoch haben sich aufgrund zunehmender, weltweiter Marktpräsenz von Strombörsen zuvorgenannte Ansätze auch in der Forschung<sup>476</sup> zur Abbildung und Prognose von (Volatilitäten von) Strompreisen etabliert. Unter den beiden grundlegenden univariaten Volatilitätsmodellen erfreuen sich vornehmlich GARCH-Prozesse<sup>477</sup> in Kombination mit weiteren zeitveränderlichen Ansätzen großer Beliebtheit. In der Grundaussprägung des GARCH(p,q)-Ansatzes wird der Strompreis als abhängige Variable  $y_t$  in der Hauptgleichung allgemein durch nachstehende lineare Kombination<sup>478</sup> ermittelt:

$$y_t = \beta x_t' + \varepsilon_t .$$

Hierbei symbolisiert  $x_t'$  einen Vektor mit sämtlichen zeitverzögerten Einflüssen auf die endogene Variable. Der zugehörige Regressionsparameter ist mit  $\beta$  beschrieben, der stochastische Fehlerterm durch  $\varepsilon_t$  symbolisiert. Zusätzlich wird die verzögerte, bedingte<sup>479</sup> Varianz – als langfristiger Einflussfaktor auf die Volatilität – in das Modelldesign<sup>480</sup> (Varianzgleichung) integriert:

$$h_t = \alpha_0 + \sum_{i=1}^q \alpha_i \varepsilon_{t-i}^2 + \sum_{j=1}^p \beta_j h_{t-j} ,$$

mit  $\alpha_0$  als Trendvariable,  $\alpha_i$  als Reaktion(en) auf Schwankungen,  $\varepsilon_{t-i}^2$  als quadrierte Störvariable(n) sowie  $\beta_j$  als Verzögerungswert der Effekte  $h_{t-j}$  der Vorperiode. Zwingend muss für die Schätzung der Varianzgleichung die Nichtnegativitäts- und Stationaritätsbedingung<sup>481</sup> eingehalten werden. Analog zum ARMA-Ansatz bestimmen q (historische, quadrierte Fehlerterme der Vorperiode) und p (historische, bedingte Varianz der Vorperiode) die Ordnung des Modells. Häufig wird im Schrifttum<sup>482</sup> ein GARCH(1,1) mit  $p = 1$  und  $q = 1$  genutzt.

<sup>475</sup> Vgl. exemplarisch Andersen/Bollerslev (1998), S. 224–259, für ein Beispiel zur Volatilitätsmessung in der Wechselkursbeziehung von D-Mark und US-Dollar.

<sup>476</sup> Vgl. Garcia et al. (2005), S. 867.

<sup>477</sup> Vgl. Pany/Ghoshal (2015), S. 2040.

<sup>478</sup> Vgl. Bollerslev (1986), S. 309.

<sup>479</sup> Zur Berechnung der unbedingten Varianz vgl. stellvertretend Kiesel/Metka (2013), S. 113.

<sup>480</sup> Vgl. Bollerslev (1986), S. 309.

<sup>481</sup> Vgl. Bera/Higgins (1993), S. 309.

<sup>482</sup> Vgl. stellvertretend Engle (2001), S. 161–167 und Da Costa Lewis (2005), S. 205.

In der Grundkonfiguration wird eine symmetrische Reaktion der Varianz auf positive und negative Schocks<sup>483</sup> angenommen, wobei konträr dazu ein *asymmetrisches Verhalten der Volatilität (Leverage-Effekt)*<sup>484</sup> in der Realität zu beobachten ist. Der Leverage-Effekt begünstigt, dass positive Informationen wie Strompreissteigerungen geringere Auswirkungen auf das Volatilitätsverhalten bzw. den Störterm haben als vergleichbare negative Nachrichten. Letztgenannte erhöhen daher die Volatilität in höherem Maße als positive Nachrichten, sobald neue Informationen verfügbar sind. Als eine typische asymmetrische Modifikation zur Aufwertung der Schätzqualität des GARCH-Modells kann das TGARCH (Threshold Generalized Autoregressive Conditionally Heteroskedastic)-Modell angeführt werden. Dieser Ansatz integriert einen zusätzlichen Parameter  $k$  (Threshold), der die stärkeren Auswirkungen negativer Schocks auf die Varianz gegenüber positiven Schocks auf den Strompreis abbilden<sup>485</sup> kann. In ähnlicher Weise können EGARCH (Exponential Generalized Autoregressive Conditionally Heteroskedastic)-Modelle zusätzlich noch die für Strompreise typische hohe Kurtosis mittels Exponentialverteilung<sup>486</sup> darstellen. Die charakteristische langzeitlich bestehende, aber auch marginale veränderliche Autokorrelationseigenschaft (Long Memory-Effekt<sup>487</sup>) in Finanz- und Strompreiszeitreihen bleibt in GARCH-Ansätzen aufgrund der stets gleichbleibenden bedingten Varianz unbeachtet. Asymmetrische PARCH (Power Autoregressive Conditionally Heteroskedastic)-Modelle (oder auch als APARCH bezeichnet) setzen hier an, indem die bedingte Standardabweichung sowie die asymmetrischen Residuen einer Box-Cox-Transformation<sup>488</sup> unterzogen werden, so dass die Varianzgleichung auf positive und negative Schocks<sup>489</sup>, ähnlich dem TGARCH, unterschiedlich reagiert. Darüber hinaus versucht der GARCH-in-Mean-Ansatz (folglich GARCH-M) den Erklärungsgehalt zu erhöhen, indem der

---

<sup>483</sup> Neue Informationen bzw. Schocks unabhängig davon, ob sie positiv oder negativ sind, würden die Volatilität erhöhen.

<sup>484</sup> Vgl. Da Costa Lewis (2005), S. 208; Montero (2011), S. 598 und Auer/Rottmann (2015), S. 629f.

<sup>485</sup> Vgl. zum TGARCH und auch TARARCH-Ansatz im Original und insbesondere zum Korrekturparameter (Threshold) Zakoian (1994), S. 933–935.

<sup>486</sup> Die Fortführung des GARCH-Ansatzes geht auf DANIEL B. NELSON zurück. Dabei formuliert er die Volatilität als logarithmierten Term, so dass die Nichtnegativitätsrestriktionen entfallen. Des Weiteren differenziert das Modell zwischen positiven und negativen Informationen mithilfe eines zusätzlichen Faktors. Vgl. Nelson (1991), S. 350–353; mit Bezug darauf Bollerslev/Chou/Kroner (1992), S. 12.

<sup>487</sup> Vgl. dazu kurz Klein/Walther (2017), S. 274f.

<sup>488</sup> Vgl. ausführlich Kap. 5.3.

<sup>489</sup> Vgl. grundlegend Ding/Granger/Engle (1993), S. 98f.

Erwartungswert und das Risiko (bedingte Varianz) der Zielvariablen<sup>490</sup> miteinander verknüpft werden. Die Varianz wird dabei in die Hauptgleichung als separater Term eingefügt, so dass das Schwankungsverhalten direkten Einfluss auf den Strompreis ausüben kann. Darüber hinaus existieren im Forschungsstand weitere GARCH-Ansätze.

Sowohl der Grundansatz als auch sämtliche vorgestellten Erweiterungen kommen zum Einsatz bei der Konzipierung des Forschungsdesigns. Zuvor verdeutlicht der nachfolgende Überblick zum aktuellen Forschungsstand die Vielfältigkeit der dargelegten Zeitreihenmodelle.

## 4.2 Aktueller Literaturstand

WERON widmet sich mittels einer Metaanalyse der Thematik der Energiepreisschätzung und konstatiert hierbei den (adäquaten) Einsatz von statistischen Modellen, insbesondere die Anwendung von AR(I)MA- und GARCH-Modellen<sup>491</sup>. Ausgehend davon behandelt dieser Abschnitt ausgewählte Forschungsbeiträge zu Strompreismodellierungsansätzen. Hierfür werden theoretische und empirische Aufsätze ausgewertet, die in Tabelle 3 wiedergegeben sind. Quasi ausnahmslos werden hierin GARCH- und AR(I)MA-Modelle zum methodischen Vorgehen eingesetzt. Ihre Gemeinsamkeit besteht darin, dass die adäquate Abbildung künftiger Preis- und Volatilitätsentwicklungen ihre Zielstellung bildet. Mit Ausnahme von YANG/CE/LIAN (2017) werden bei der quantitativen Analyse keine länderübergreifenden Betrachtungen angestellt.

---

<sup>490</sup> Vgl. zur theoretischen Begründung sowie Modellgestaltung des ARCH-M-Ansatzes Engle/Lilien/Robins (1987), S. 392–398; konkret zum EGARCH-in-Mean-Modell St. Pierre (1998), S. 168–178.

<sup>491</sup> Vgl. Weron (2014), S. 1055f.

Tab. 3: *Literaturauswahl zur Energiepreismodellierung*

<b>Autor(en) (Jahr)</b>	<b>Forschungsdesign</b>	<b>Stichprobenumfang</b>	<b>Ergebnisse</b>
GUIRGUIS und FELDER (2004)	Vergleich von GARCH-Modellen gegenüber dynamischer Regressionen, Transferfunktionsmodellen und exponentieller Glättung zur Bestimmung von Eintages-Preisprognosen.	Energietagespreise für New York City und Central New York State im Zeitraum 28.12.2000 bis 31.03.2003.	Bei Eliminierung von Extremwerten bietet GARCH-Methode die höchste Prognosegüte. Tagesvolatilität ist in NYC ausgeprägter als in der NY-Region.
KARAKATSANI und BUNN (2008)	Gegenüberstellung von statischen und dynamischen (zeitveränderliche Parameter) Regressionsansätzen zur Prognose von Intraday-Preisen.	Spotpreise der britischen UKPX Power Exchange im Zeitraum 06.06.2001 bis 01.04.2002.	Autoregressive Modelle liefern generell bessere Vorhersagequalität, besonders wenn Extremlastspitzen im Sample enthalten sind.
CRUZ et al. (2011)	Zur Prognose von Day-Ahead-Preisen werden uni- bzw. multivariate sowie lineare und nicht lineare Methoden beurteilt. Das doppelsaisonale ARIMA-Modell und die exponentielle Glättung bilden die Benchmark.	Stündliche Day-Ahead-Preise des spanischen Energiemarkts im Zeitraum 01.01.2007 bis 31.07.2008.	Vorhersagen zur Windenergieeinspeisung und zu tageszeitspezifischem Lastverhalten erhöhen signifikant die Schätzqualität. Exponentielle Glättung zeigt geringfügig bessere Prognoseergebnisse als der ARIMA-Ansatz.
VEIHMANN (2011)	Analyse von Risikoprämien bei Großhandelsstrompreisen, deren Schätzung mittels ARMA-GARCH-Ansatz durchgeführt wird.	Börsliche (EEX) und OTC-Day-Ahead- bzw. Intraday-Spotpreise in Deutschland und Österreich auf Tagesbasis (von 01.10.2005 bis 30.09.2008).	Akteure sind bereit, positive und negative Prämien zu entrichten. Zudem existiert eine stark positive Korrelation zwischen pos. Prämie und erwarteter Anlagenverfügbarkeit, Windenergieproduktion und Stromnachfrage.

Tab. 3: *Literaturauswahl zur Energiepreismodellierung (Fortsetzung)*

<b>Autor(en) (Jahr)</b>	<b>Forschungsdesign</b>	<b>Stichprobenumfang</b>	<b>Ergebnisse</b>
WOO et al. (2011)	(Auto-)Regressionsbasierte Schätzung von Strompreisen für verschiedene Preiszonen in Texas mit Erweiterung auf ARCH-/GARCH-Modelle.	Windeinspeisemengen und Spot Energiepreise im 15-Minutenrhythmus von Jan. 2007 bis Mai 2010.	Zunehmende Windstromeinspeisung führt zu niedrigeren, aber volatileren Spotpreisen.
CIFTER (2013)	Analyse des Börsenpreisverhaltens anhand von GARCH-, MS (Markov-Switching)-GARCH- und GJR (Glosten-Jagannathan-Runkle)-GARCH-Modellen bei a) schwachen und b) extremen, volatilen äußeren Einflüssen.	1264 Tagesspotpreisbeobachtungen (01.01.2008 bis 18.06.2011) der nordeuropäischen Strombörse (Nord Pool).	Produzenten und Verbraucher erreichen in beiden Szenarien höhere Prognosequalität bei Verwendung des MS-GARCH-Modells hinsichtlich kalkulierbarer Ausreißer und Praxistauglichkeit.
KETTERER (2014)	Untersuchung der Beziehung zwischen Windeneinspeisung und Energiepreisverhalten anhand eines GARCH-Modells.	Day-Ahead-Tagespreise der EEX im Zeitraum Januar 2006 bis Januar 2012 im deutschen Raum.	Windeinspeisung senkt das Strombörsenpreinsniveau, erhöht aber gleichzeitig dessen Varianz. Jüngste regulatorische Anpassungen dämpften letztere Auswirkungen.
PARASCHIV/ ERNI/PIETSCH (2014)	Ableitung von Preisschwankungseffekten durch Wind- und PV-Stromeinspeisung mit Hilfe eines ARIMA- und GARCH-Modells.	Stündliche Day-Ahead-Preise der EEX von Januar 2010 bis Februar 2013 in Deutschland.	Erneuerbare Energien senken Spot-Preisniveau und verschieben Merit-Order-Kurve. Endkundenpreis erhöht sich dennoch aufgrund der EEG-Umlage.

Tab. 3: *Literaturauswahl zur Energiepreismodellierung (Fortsetzung)*

<b>Autor(en) (Jahr)</b>	<b>Forschungsdesign</b>	<b>Stichprobenumfang</b>	<b>Ergebnisse</b>
LAZARCZYK (2015)	Analyse der Reaktionsgeschwindigkeit von Börsenakteuren bei ad hoc auftretenden Produktions- oder Netzausfällen unter Anwendung eines GARCH-Modells.	404744 Kontrakte im Intraday-Handel des Nord Pool-Marktgebiets (01.01.2010 bis 20.10.2012).	Ursachen für Preisänderungen finden sich vorrangig in der Vorankündigungsperiode einer Information und lassen auf die Existenz von Insiderinformationen bei Akteuren schließen.
ZIEL/STEINERT/ HUSMANN (2015)	Ein auf die Eigenschaften von erneuerbaren Energien ausgelegtes VAR (Vector Autogressive)-TARCH (Threshold Autoregressive Conditional Heteroscedasticity)-Modell wird zur Schätzung von Strompreisen eingesetzt. Wind- und Solarstrom sowie das Lastverhalten dienen als Input-Faktoren.	Day-Ahead-Preise der EEX im Zeitraum von 28.09.2010 bis 01.05.2014 in Deutschland.	Modell erweist sich als adäquat zur Abbildung der Strompreisschwankungen und zudem zur Vorhersage derselben.
GIRISH (2016)	Untersuchung der Prognosequalität von GARCH-Modellen zur Energiepreisschätzung.	Stündliche Spotpreise im Zeitraum 01.10.2010 bis 15.11.2013 von beiden indischen Strombörsen.	Schätzqualität der zugrunde liegenden Modelle ist regional heterogen, wobei sich alle Varianten grundlegend zur Vorhersage eignen.
YANG/CE/LIAN (2017)	Kombination eines SAPSO-KELM (Self-adaptive Particle Swarm Optimization Kernel extreme Learning Machine)-Ansatzes mit einem ARMA-Prozess zur Vorhersage von Energiepreisen unterschiedlicher Marktgebiete.	Großhandelsstrompreise in den USA (Marktgebiet Pennsylvania-New Jersey-Maryland, 2004 und 2006 jeweils separat), Australien (2013, 2014) und Spanien (2015).	Das Modell impliziert höhere Schätzgenauigkeit, größere Allgemeingültigkeit und Praktikabilität gegenüber herkömmlichen Varianten.

Zunächst analysieren GUIRGUIS und FELDER (2004) die Prognosegüte verschiedener Modelle<sup>492</sup> mit der Intention Spotmarktpreise in New York City und Central New York State auf Tagesniveau zu schätzen. Für den empirischen Vergleich werden die dynamische Regression, der sogenannte Transferfunktionsansatz, die Methode der exponentiellen Glättung sowie ein kombiniertes GARCH(1,1)-(ARMA(1,0))-Modell gegenübergestellt. Letzterer Ansatz zeigt gegenüber alle anderen Methoden die höchste Prognosequalität.

Im Gegensatz dazu bedienen sich KARAKATSANI und BUNN (2008) autoregressiver und linearregressiver Modellansätze<sup>493</sup> zur Schätzung von Day-Ahead-Preisen der britischen Strombörse mit dem Ergebnis, dass die Ansätze mit zeitveränderlichen Koeffizienten den linearen Regressionen überlegen sind. Der Untersuchungszeitraum stellt dabei ein durchaus frühes Entwicklungsstadium von Strombörsen in Großbritannien und anderen europäischen Staaten dar. Mit Blick auf den spanischen, stundenbezogenen Day-Ahead-Strommarkt analysieren CRUZ et al. (2011) die Prognostizierbarkeit von Energiegroßhandelspreisen mithilfe eines ARIMA-Modells, exponentieller Glättung und dynamischer Regression<sup>494</sup>. Die Vorhersagequalität wird maßgeblich von der expliziten Einbeziehung von Wochenendtagen sowie der jeweils simultanen Windenergieeinspeisung in positiver Hinsicht beeinflusst. Das Sample umfasst annähernd doppelt so viele (Preis-)Stunden wie die vorhergehende Studie.

Neben der bloßen Spotpreisschätzung anhand eines ARMA(1,1)-GARCH(1,1)-Modells verfolgt VIEHMANN (2011) die Ableitung von Risikoprämien<sup>495</sup> für etwaige Transaktionen. In das Modelldesign fließen der Stromverbrauch, Kraftwerksverfügbarkeit und Windenergieproduktion als Inputfaktoren ein. Kritisch merkt er schließlich die schwierige bis unmögliche Vergleichbarkeit seiner Resultate zwischen Energiegroßhandelsmärkten und Handelsdesigns (Day-Ahead und Intraday) an. Eine ähnliche Methodologie nutzen WOO et al. (2011) und KETTERER (2014), indem konsequent die Windeinspeisung<sup>496</sup> zur Konzeptionierung der GARCH-Modellvariationen

---

<sup>492</sup> Vgl. Guirguis/Felder (2004).

<sup>493</sup> Vgl. Karakatsani/Bunn (2008).

<sup>494</sup> Vgl. Cruz et al. (2011).

<sup>495</sup> Vgl. Viehmann (2011).

<sup>496</sup> Vgl. Woo et al. (2011) und Ketterer (2014).

genutzt wird. Beide Studien konstatieren den signifikanten preismindernden Effekt windinduzierter Stromeinspeisung, unabhängig von den von ihnen untersuchten Energiemärkten.

CIFTER (2013) erweitert die bisher bewährte GARCH(1,1)-Methodik um MS-GARCH(1,1) und GJR-GARCH-Modelle(1,1)<sup>497</sup> mit dem Ziel, Schwächen des herkömmlichen GARCH(p,q)-Ansatzes zu kompensieren. Das univariate Strompreisdatsample wird als erklärende Variable für die Taxierung von Preisvolatilitäten auf Tagesniveau eingesetzt. Resümierend entwickelt sich zum einen das MS-GARCH-Modell als geeignetster Ansatz zur Abbildung von Strompreisbewegungen, zum anderen führt die unterlegte, schiefe Student-t-Verteilung bei allen Modelltypen zur höchsten Schätzqualität.

Mit einem Reaktionsgeschwindigkeit messenden ARMA(10,0)-GARCH(1,1)- bzw. ARMA(48,0)-GARCH(1,1)-Modell analysiert LAZARCZYK (2015) die Informationsverarbeitungsfähigkeit von Börsenteilnehmern<sup>498</sup>, welche sich im Transaktionsverhalten widerspiegelt. Veröffentlichte Meldungen über Netz- oder (Groß-)Kraftwerksausfälle bilden die Einflussfaktoren, so dass in der Studie quantitative Zusammenhänge zwischen (zeitversetzter) Verkündigung einer Nachricht und Preis, Anzahl geschlossener Kontrakte und Handelsvolumen untersucht werden können. ARIMA-, GARCH(1,1)-, EGARCH(1,1)-, PARARCH(1,1)-Modelle und Kombinationen mit ersterem Ansatz nutzt GIRISH (2016) zur regionalen Spotpreisschätzung auf dem indischen Energiemarkt<sup>499</sup>, dessen Besonderheit darin liegt, dass zwei Strombörsen den Markt unter sich aufteilen. Anhand von (historischen) Spotpreisen werden Zeitreihenanalysen durchgeführt; auf die Implementierung exogener Variablen wie Lastverhalten oder Außentemperatur wurde verzichtet. Im Gegensatz dazu knüpfen YANG/CE/LIAN (2017) an Adjustierungsvarianten von ARMA-Modellen an und kombinieren selbige mit einem selbstlernenden Algorithmus (sogenannte SAPSO-KELM-Methode)<sup>500</sup> und einer auf Kurzzeitanalysen ausgelegter Wavelet-Transformation zur Glättung von Extremwerten. Der von den Autoren als Hybrid-Modell bezeichnete Ansatz fungiert als

---

<sup>497</sup> Vgl. Cifter (2013).

<sup>498</sup> Vgl. Lazarczyk (2015).

<sup>499</sup> Vgl. Girish (2016).

<sup>500</sup> Vgl. Yang/Ce/Lian (2017).

innovative Methode zur Schätzung von Spotpreisen, welche ohne weitere Erklärungsvariablen als den zugrunde gelegten historischen Preisdaten auskommt. Dessen Anwendbarkeit wird auf drei Strombörsen getestet und zeigt bemerkenswert akkurate Prognoseresultate.

Die explorativen Untersuchungen von PARASCHIV/ERNI/PIETSCH (2014) sowie ZIEL/STEINERT/HUSMANN (2015) weisen die größten Parallelen<sup>501</sup> hinsichtlich ihrer Problemstellungen zu der nachfolgenden Analyse auf. Als zentrale Einflussfaktoren zur Preis- und Volatilitätsbestimmung dienen die Wind- und Solarenergieeinspeisung. Erstere konstruieren ihre Zeitreihenanalysen mittels ARIMA- und GARCH-Modellen, ZIEL/STEINERT/HUSMANN (2015) legen dagegen einen vektorautoregressiven TARARCH-Ansatz zugrunde.

Darüber hinaus weist WERON (2014) auf fehlende Heteroskedastizität bei AR-basierten Konzepten hin, denen AR(I)MA-Modelle<sup>502</sup> zugeordnet werden. Da bei Energiepreisvolatilitätsanalysen nicht von einer konstanten Varianz bzw. Kovarianz ausgegangen werden kann, erscheint der alleinige Einsatz letzterer Verfahren nicht sinnvoll. Übereinstimmend mit den Forschungsdesigns der aufgeführten Studien bilden daher GARCH-Modelle in Kombination mit AR(I)MA-Prozessen und problemspezifischen Anpassungen für die Modellierung die höchste Praktikabilität hinsichtlich exogener Einflüsse auf Strompreisschwankungen.

### 4.3 Datenbasis

Die Datenauswahl ist für die ökonometrische Verfahrensweise von essentieller Bedeutung. Zum einen dienen die real eingespeisten Energiemengen von *Agora Energiewende* sowie die Day-Ahead-Preise von der EPEX Spot vom 1. Januar 2012 bis 31. Dezember 2016 als maßgebliche Datenbasis zur Beantwortung der Forschungsfrage, inwieweit die Marktpreisbildung durch (erneuerbare) Energiegrößen beeinflusst wird und mithilfe dieser Parameter auf Basis von Regressionen geschätzt und prognostiziert werden kann. Zum anderen kommen prognostizierte Wind- und PV-Einspeisemengen

---

<sup>501</sup> Vgl. Paraschiv/Erni/Pietsch (2014) und Ziel/Steinert/Husmann (2015).

<sup>502</sup> Vgl. Weron (2014), S. 1055; ferner zustimmend Walther (2016).

im gleichnamigen Zeitraum, welche von der EEX Transparency Plattform bereitgestellt werden, hinzu. Mit der Integration von Vorhersagedaten in das Datensample sollte die Schätzqualität eines Modells zunehmen, da anzunehmen ist, dass Börsenakteure u.a. auf Grundlage dieser Informationen ihre Entscheidungen treffen. Der gegenwärtig gewählte Zeitraum schließt die substanziellen Neuregelungen des EEG 2017<sup>503</sup> gezielt aus, um mögliche externe Störfaktoren durch die fundamentale Gesetzesneufassung zu eliminieren, welche zu einer systematischen Verzerrung (*Bias*) der Resultate führen könnten.

Mit Blick auf das Auktionsverfahren der EPEX Spot erscheint es sinnvoll, das Sample und auch die zentrale Methodologie auf die einzelnen Tageszeitstunden<sup>504</sup> auszurichten. Tabelle 4 illustriert dahingehend wesentliche beschreibende Kennwerte der abhängigen Variablen *Day-Ahead-Preis*. Während der Nachtstunden (Stunde 1 bis 7) zeigen sich geringere Mittel- und Medianwerte als am Tag. Gleichzeitig neigen die Strompreise in der Nacht zu vergleichsweise extremeren Preisminima. Parallel können typischerweise niedrigere Wert für die Maximalpreise (siehe Tab. 4) beobachtet werden. Die durchschnittlich höhere, volatilere Stromnachfrage am Tag zeigt sich anhand der relativ größeren Mittelwerten sowie den höheren Standardabweichungen, welche wiederum in den Stunden 23 und 24 minimal sind.

Der signifikante Einfluss von PV- und insbesondere Windenergie auf Strompreise kristallisierte sich in der einschlägigen Literatur (Kap. 4.2) heraus. Beide Größen werden daher in Betracht gezogen und in den Modellen fortan mit *Wind* und *PV* bezeichnet, wobei eine zusätzliche Differenzierung zwischen Ist- und Prognosedaten vorgenommen wird. Während eine Vorhersage zur geplanten Wind- und PV-Stromeinspeisung am Vortag einer Day-Ahead-Auktion durch die EEX bekannt gegeben wird, werden tatsächliche Erzeugungsmengen jener Stromquellen mit ca. einstündiger Verzögerung für jede Zeitstunde sukzessiv am gleichen Tag publiziert. Dahingehend kann

---

<sup>503</sup> Mit Inkrafttreten des novellierten EEG ab Januar 2017 bewegt sich das Regelwerk weg von einem technologiefördernden hinzu einem wettbewerbsorientierten Gesetz hinsichtlich der öffentlichen finanziellen Unterstützung für regenerative Energieanlagen. Vgl. dazu knapp Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (2016c), S. 2 sowie ausführlich Kap. 2.5.

<sup>504</sup> Vgl. etwa Ziel/Weron (2018) und Härdle/Trück (2013), S. 7, die ebenfalls einen zeitstundenbasierten Modellierungsansatz wählen.

davon ausgegangen werden, dass sich Börsenhändler für ihre Gebotsentscheidungen stets an aktuellsten Daten orientieren.

Tab. 4: Deskriptive Statistik zur Zielvariable<sup>505</sup>

Stunde	Mittelw.	Median	Min.	Max.	Std.abw.	Schiefe
1	27,71	28,78	-149,90	55,07	10,40	-4,30
2	25,29	26,81	-200,00	51,80	11,84	-7,08
3	23,64	25,35	-221,99	46,96	15,62	-7,27
4	22,50	24,08	-221,94	45,20	12,85	-7,43
5	22,95	24,42	-199,89	46,20	12,04	-6,82
6	25,20	26,47	-199,00	49,57	11,79	-6,99
7	31,75	32,91	-199,94	70,94	15,07	-4,63
8	39,58	39,96	-156,92	183,49	17,49	-0,68
9	42,31	41,81	-54,20	175,55	16,96	0,48
10	41,28	40,03	-9,11	128,14	15,36	0,41
11	39,54	38,45	-10,31	133,88	14,83	0,42
12	39,09	37,98	-8,30	130,27	14,69	0,49
13	36,46	34,99	-76,09	113,00	14,30	0,02
14	34,51	32,91	-100,06	108,87	15,15	-0,65
15	33,31	32,26	-130,09	103,65	15,72	-1,44
16	33,95	33,00	-100,00	105,51	15,03	-0,98
17	35,47	34,18	-76,00	121,12	14,47	-0,21
18	41,24	39,49	-4,20	151,88	16,14	1,04
19	45,78	42,97	7,45	210,00	16,84	1,80
20	46,32	44,27	2,16	169,90	14,81	1,19
21	41,95	40,55	-1,58	136,03	11,62	0,60
22	37,83	37,02	-3,35	94,89	10,10	0,18
23	36,13	35,39	3,45	79,71	9,30	0,05
24	30,24	30,60	-90,98	57,94	9,30	-1,89

Die Tabelle zeigt den arithmetischen Mittelwert, Median, Minimal- und Maximalwert, Standardabweichung sowie Schiefe der Day-Ahead-Preise in €/MWh kategorisiert nach Tageszeitstunden. Der Zeitraum der Datenbasis reicht vom 01. Januar 2012 bis 31. Dezember 2016.

Mit Blick auf das Auktionsdesign der EPEX Spot für Day-Ahead-Transaktionen, bei welchem Gebote bis 12 Uhr abgegeben werden müssen, verwenden nachfolgend die

<sup>505</sup> Quelle: Eigene Darstellung, Daten entnommen aus EPEX Spot.

stundenbezogenen Regressionsansätze, anders als im Forschungsstand üblich, tatsächliche Einspeisedaten für die Tagesstunden 1 bis 11, da diese Werte aktueller sind als die Vorhersagen<sup>506</sup> vom Vortag. Für die nachfolgenden Zeitpunkte (12. bis 24. Zeitstunde) wird auf die entsprechenden Prognosemengen zurückgegriffen.

Des Weiteren wird die PV-Energieeinspeisung aufgrund des typischen Globalstrahlungsverhaltens, d. h. der nutzbaren Tageslichtstunden, nur für die Zeitstunden von 7 bis einschließlich 21 berücksichtigt. Für alle weiteren energiebezogenen Erklärungsvariablen gelten keine zeitlichen Limitierungen. Neben Wind- und PV-Energieeinspeisemengen sollen weitere Variablen ins Kalkül gezogen werden, die Bestandteil der Datenbank von *Agora Energiewende*<sup>507</sup> im zugrunde gelegten Zeitraum sind, um die Regressionsqualität zu erhöhen. Dazu müssen primär sie (scheinbare) strompreisvolatilitätsbezogene Auffälligkeiten aufzeigen sowie ökonomisch plausibel sein.

Diesen Anforderungen werden *Energieeinspeisungen aus Pumpwasserquellen* gerecht. Zugehörige Anlagen produzieren ausschließlich Energie in Spitzenlastzeiten, was sich naturgemäß in einem vergleichsweise ausgeprägten Schwankungsverhalten bei der Erzeugung und Einspeisung in das Stromnetz widerspiegelt. Zudem existiert nach der regressionsgestützten Analyse von HUISMAN et al. (2013) ein indirekter quantitativer Zusammenhang zwischen Wasserenergieproduktion/-einspeisung und Strompreis<sup>508</sup>, was der geforderten ökonomischen Plausibilität nachkommt. Vollständige Datensätze zur Energieeinspeisung aus eben genannten Quellen sowie aus Biomasse sind darüber hinaus verfügbar. Jedoch kann aus den Einspeisedaten zu letzterem Energieträger der typische Grundlastcharakter identifiziert werden, was sich durch nahezu gänzlich Ausbleiben von volatilen Bewegungen<sup>509</sup> innerhalb der gesamten Zeitreihe äußert, so dass die Bioenergieeinspeisung folglich nicht zur regressionsbasierten Erklärung des schwankungsbehafteten Verhaltens von Strompreisen beitragen kann.

---

<sup>506</sup> Vgl. zum zeitlichen Ablauf des Spothandels Viehmann (2017), S. 89f.

<sup>507</sup> Für die nachfolgenden Größen im zugrundeliegenden Beobachtungszeitraum existieren nur Istwerte und keine Vorhersagedaten.

<sup>508</sup> Vgl. schlussfolgernd Huisman/Stradnic/Westgaard (2013), S. 14; auch Benitez/Benitez/van Kooten (2008), S. 1985–1987.

<sup>509</sup> Die Datenreihe für Biomasse weist für (fast) jede Zeitstunde eines Jahres den gleichen Wert auf.

Des Weiteren werden als nachfrageseitige, energiebezogene Faktoren die *Residuallast* – als Differenz zwischen Nachfrage und Gesamtstromangebot aus EE-Quellen zur selben Zeit – sowie die saldierte *Exportüberschussmenge*<sup>510</sup> in das Forschungsdesign<sup>511</sup> einbezogen. Ein Überblick zu den gewählten Größen mit Fokus auf deren allgemeinen deskriptiven Attribute befindet sich in Tabelle 5.

Tab. 5: *Beschreibende Statistik zu den Stromvariablen*<sup>512</sup>

Kenngröße	Windstrom (prog.)	Windstrom (tats.)	PV-Strom (prog.)	PV-Strom (tats.)	Energie aus Pumpwasser	Residuallast	Exportmenge
Mittelw.	7247,03	7427,58	3582,35	3881,19	906,01	44098,53	4778,65
Median	5287,03	5340,25	144,50	136,44	632,15	435,44,54	5136,69
Maximum	44102,00	36238,98	27557,50	28829,17	6021,60	80400,81	16940,68
Minimum	0,00	0,00	0,00	0,00	0,00	-3276,33	7449,48
Std.abw.	6255,09	6594,99	5569,29	6027,74	831,09	9843,28	3594,25
Schiefe	1,70	1,50	1,62	1,63	1,57	0,22	-0,28
Kurtosis	6,17	5,05	4,71	4,78	5,52	3,06	2,78

In der tabellarischen Übersicht werden deskriptive, statistische Kennzahlen (stündliche Werte 2012-2016, N=43.848) zu den ausgewählten energiebezogenen Erklärungsvariablen aufgeführt, welche für das Forschungsdesign zur Abbildung von Strompreis(regression)en von Relevanz sind. Sämtliche energie-nahe Kenngrößen werden in MWh angegeben.

Mit Ausnahme der Residuallast und Exportmenge zeigen sämtliche Variablen eine deutlich von null verschiedene Schiefe, so dass auf eine Ablehnung der Normalverteilung geschlossen werden kann. Gleichzeitig ist bei allen anderen Variablen eine vergleichsweise hohe Kurtosis<sup>513</sup> feststellbar, was sich grafisch in charakteristisch lep-

<sup>510</sup> Das supranational organisierte Stromnetz in Europa dient u.a. zum Ausgleich ad hoc auftretender Angebots- oder Nachfrageüberschüsse in einem betroffenen Land. Diese kurzfristigen Effekte könnten für eine Strompreisregression von wesentlicher Bedeutung sein. Vgl. etwa das Datenset von Pape/Hagemann/Weber (2016), S. 380.

<sup>511</sup> Die Konzeptionierung der Modellansätze basiert auf dem ökonomischen Grundprinzip von Angebot und Nachfrage, welches für das Zustandekommen von (Markt-)Preisen verantwortlich ist. Des Weiteren werden bewusst keine weiteren Energievariablen hinzugefügt, da sonst das Modellrisiko signifikant steigt, vgl. dazu grundhaft Rafiei/Niknam/Khooban (2016), S. 306.

<sup>512</sup> Quelle: Eigene Darstellung, Daten entnommen aus EPEX Spot, EEX Transparency und Agora Energiewende.

<sup>513</sup> Eine normalverteilte Zeitreihe bedingt eine Schiefe von null sowie eine Kurtosis von drei, was hier nicht durchweg gegeben ist, vgl. dazu Dhamija/Yadav/Jain (2017), S. 315; Dreger/Kosfeld/Eckey (2014), S. 187.

tokurtischen (breiten) Enden äußert. Dahingehend wird die klassisch für GARCH-Ansätze zugrunde gelegte Gauß-Verteilung durch eine Student-t-Verteilung<sup>514</sup> substituiert. Darüber hinaus können insgesamt nur geringfügige Differenzen zwischen den jeweiligen prognostizierten und tatsächlichen Kennziffern der Wind- und PV-Stromeinspeisung identifiziert werden.

Weiterhin kann bei Betrachtung der Autokorrelationseigenschaft des Day-Ahead-Preises eine deutliche Autokorrelation an den Verzögerungspunkten (sogenannte *lags*) 24, 48 und 168<sup>515</sup> ermittelt werden. Jene Zeitpunkte symbolisieren den signifikanten sowie periodischen Einfluss des Vortags-, Vorvortags- und Vorwochenwertes zur jeweils gleichen Tageszeitstunde auf den aktuellen Strompreis. Während die ersten beiden Erscheinungen der täglichen Volatilität zuzuordnen sind, deutet ein lag von 168 auf eine (wöchentlich wechselnde) Saisonalitätseigenschaft<sup>516</sup> des Strompreises hin, die es in den modellbasierten Ansätzen abzubilden gilt. Schließlich kann sowohl für die Ziel- als auch für die Erklärungsvariablen Stationarität (siehe Tab. 21 im Anhang) mittels Augmented Dickey-Fuller Test<sup>517</sup> nachgewiesen werden.

Nach der Auswahl und Untersuchung auf statistische Merkmale der endogenen und exogenen Variablen können vorstehende Erkenntnisse in die anschließende Methodologie integriert werden.

#### 4.4 Methodologie

Zur Konzipierung des Forschungsdesigns muss zunächst ein geeigneter Schätz- und Prognosezeitraum (bzw. auch Trainings- und Vorhersagezeitfenster genannt) festgelegt werden. In ersterem Zeitraum sollten möglichst viele Informationen in die Regression einfließen können, wobei die Zeitreihe mit zunehmenden zeitlichen Umfang durch Ausreißer<sup>518</sup> beeinträchtigt werden kann. Vor diesem Hintergrund wird das Trainingszeitfenster auf den Zeitraum 2012 bis 2015 festgelegt, so dass zur anschließenden

---

<sup>514</sup> Mittels der zugrunde gelegten Student-t-Verteilung kann die exzessive Kurtosis adäquater geschätzt werden, vgl. Venmans (2015), S. 586.

<sup>515</sup> Vgl. die Korrelogramme in den Abb. 29 und 30 im Anhang.

<sup>516</sup> Vgl. etwa für eine ähnliche Schlussfolgerung zum deutschen (und dänischen) Stromgroßhandel Rintamäki/Siddiqui/Salo (2017), S. 272–278.

<sup>517</sup> Vgl. ausführlich Dickey/Fuller (1979).

<sup>518</sup> Vgl. schlussfolgernd Frauendorfer/Kiske (2010), S. 52f.; Bowden/Payne (2008), S. 3190 und Mirakyan/Meyer-Renschhausen/Koch (2017), S. 234. Insbesondere schlagen Marcjasz/Serafin/Weron

Prognostizierung von Spotpreisen auf Basis der geschätzten Regressionsparameter das Jahr 2016<sup>519</sup> als Vorhersagezeitfenster dient.

Die Mehrheit der bisherigen Forschungsbeiträge (siehe Kap. 4.2) empfiehlt eine Transformation der abhängigen Variable<sup>520</sup> mithilfe des natürlichen Logarithmus, um die Stationarität und Robustheit der Regression zu erhöhen. Dem vorgeschlagenen Einsatz logarithmierter Preise kann die Nichtnegativitätsbedingung entgegengehalten werden: Durch die Existenz negativer Preisdaten erscheint diese Umwandlungsmethodik so nicht anwendbar. Hingegen erfüllen einerseits bei diesem Datensample mit Ausnahme des Exportsaldos alle endogenen Größen die Voraussetzung positiver Werte, andererseits sollten nur (sehr stark) wertmäßig schwankende Einflussfaktoren eine (partielle) Harmonisierung zur Varianzstabilisierung der Regression erfahren. Insofern bietet sich eine Transformation für die (prognostizierte und tatsächliche) Wind- und Solarenergiemengen (*Wind* und *PV*) an. Dahingehend empfehlen Rintamäki et al. (2017) für die zu transformierenden Variablen nicht nur ein Logarithmieren, sondern erwägen vor diesem Schritt die Bildung des arithmetischen Mittels der zurückliegenden 24 Stunden<sup>521</sup>. Außerdem ziehen sie die Differenz zwischen dem logarithmierten Mittelwert der Vorperiode und dem logarithmierten Mittelwert der aktuellen Periode ins Kalkül. Zur avisierten Identifikation adäquater modellgestützter Ansätze werden daher neben den ursprünglichen, stündlichen Werten<sup>522</sup> auch:

- die durchschnittliche Wind- und PV-Energieeinspeisung der letzten 24 h (nachfolgend bezeichnet als: *Ave\_wind* und *Ave\_pv*);

---

(2018), S. 2364 und Hadsell/Marathe/Shawky (2004), S. 30, einen langen Schätzzeitraum vor. Marktteilnehmer benötigen eine gewisse Lern- und Informationsphase, um die Wesensmerkmale von Energiemärkten zu verstehen: „After all, because of the newness of electricity markets, there is reason to suspect that market participants may require time to learn how to respond to market forces“.

<sup>519</sup> Die jahresweise Abgrenzung stellt die Einbeziehung saisonaler Effekte sicher.

<sup>520</sup> Paraschiv/Erni/Pietsch (2014), S. 204; Karakatsani/Bunn (2008), S. 768 sowie Karakatsani/Bunn (2010), S. 6, plädieren für die Verwendung einer original belassenen Zielgröße (zur Ergründung von Preisvarianzen), da logarithmierte Preise zwar zur Varianzstabilisierung beitragen, aber Extremszenarien und damit stark volatile Ausschläge quasi exkludiert werden. Vgl. für eine Diskussion zur Transformation von (negativen) Strompreisen Ziel/Steinert/Husmann (2015), S. 100; sowie Erni (2012), S. 20f.

<sup>521</sup> Vgl. Rintamäki/Siddiqui/Salo (2017), S. 273.

<sup>522</sup> Die Kurzbezeichnung in Klammern wird zur besseren Übersichtlichkeit (in den Ergebnistabellen) genutzt.

- die durchschnittliche, logarithmierte Wind- und PV-Energieeinspeisung der letzten 24 h (kurz: *Ave\_log\_wind*, *Ave\_log\_pv*) und
- die Differenz zwischen Vorperiode und aktueller Periode der durchschnittlichen, logarithmierten Wind- und PV-Energieeinspeisung der letzten 24 h (folglich: *D\_ave\_log\_wind*, *D\_ave\_log\_pv*)

als mögliche Regressionsvariablen in die Modellierung integriert. Zur Wahrung statistischer und ökonomischer Plausibilität erfolgt keine doppelte Hinzunahme einer Energiegröße. Bspw. darf in einer Modellkonfiguration *Ave\_wind* nicht mit *D\_ave\_log\_wind* kombiniert werden, um die statistische Unabhängigkeit der Variablen sicherzustellen. Die verbliebenen Variablen Exportsaldo (*Export*), Pumpwasser (*Pump*) sowie Residuallast (*Residual Load*) werden aufgrund ihres gegenüber Wind- und PV-Strom stabileren Ein- bzw. Ausspeisecharakters (aus dem Stromnetz) nicht modifiziert. Dennoch muss für die drei letztgenannten Variablen eine zeitliche Fallunterscheidung aufgrund des Auktionsverfahrens der Strombörse und dem verbundenen zeitlichen Auseinanderfallen von Datenbereitstellung (der Energieflussmengen) an die Börsenakteure und Gebotszeitraum vorgenommen werden. Da zudem keine Prognosedaten für die drei letztgenannten Variablen zur Verfügung stehen, wird für die Modellansätze auf die tatsächlichen Strommengen des Vortages bzw. Vorvortages derselben Stunde zurückgegriffen. Dazu wird für die Zeitstunden 1 bis einschließlich 11 der Vortageswert (*Export<sub>d-1,h</sub>*, *Pump<sub>d-1,h</sub>* sowie *Residual Load<sub>d-1,h</sub>*) und für die Stunden 12 bis 24 der Vorvortageswert (*Export<sub>d-2,h</sub>*, *Pump<sub>d-2,h</sub>* sowie *Residual Load<sub>d-2,h</sub>*) verwendet.

Neben energienahen Einflussfaktoren werden zudem preisbezogene Bestandteile von Strompreisen für die Modellierung benötigt. Maciejowska und Nowotarski (2016) befürworten die Hinzunahme der Strompreise der letzten Stunde am Vortag<sup>523</sup> (sogenannter *End-of-Day-Effekt*). Ihre Methodologie beruht dabei auf einem Datensample, in welchem der deutsche börsliche Energiegroßhandel jedoch nicht enthalten ist. Diesen Ansatz aufgreifend, argumentieren am Beispiel des hiesigen Strommarktes Ziel

---

<sup>523</sup> Vgl. Maciejowska/Nowotarski (2016), S. 1053, die ihre Erkenntnisse auf Basis des sogenannten GEFCom2014 (Global Energy Forecasting Competition 2014)-Datensatzes schließen; mit Bezug darauf Ziel/Weron (2016), S. 11 und Uniejewski/Weron/Ziel (2017), S. 2.

und Weron (2018) nicht nur für die Verwendung des höchsten, sondern auch des niedrigsten Preises ( $P_{d-1,max}, P_{d-1,min}$ ) vom Vortag<sup>524</sup>, welche daher hier als Komponenten in die Hauptgleichung eingehen. Weiterhin legt der bereits nachgewiesene autokorrelative Einfluss des vortäglichen ( $P_{d-1,h}$ ), vorvortäglichen ( $P_{d-2,h}$ ) und vorwöchigen Energiepreises ( $P_{w-1,h}$ ) auf den aktuellen Wert den Einsatz dreier autoregressiver Terme<sup>525</sup> (AR-Terme) nahe, wobei sich letztere Komponente als saisonaler AR-Part (SAR-Term) in der Zielfunktion wiederfindet. Zwar können aufgrund der hohen Datendichte (auf Stundenbasis), der bisher einbezogenen unabhängigen Größen und den Fehlertermen kurzfristige Effekte auf den Preis abgebildet werden, aber mittelfristige Einflüsse bleiben de facto unbeachtet. Der Einsatz eines weiteren saisonalen AR-Terms<sup>526</sup> erscheint somit sinnvoll. Neben der modellbasierten Darstellung der wöchentlichen Saisonalität sollen ebenso monatliche Preisbewegungsmuster mittels eines vierwöchigen AR-Terms<sup>527</sup> ( $P_{w-4,h}$ ) abgebildet werden.

Als letztes wird zur stochastischen Darstellung varianzbedingter Einflüsse ein GARCH(1,1)-Term in die Modellfunktion eingefügt, woraus folgender grundlegender Ansatz zur Strompreisabbildung ( $P_{d,h}$ )<sup>528</sup> resultiert:

$$P_{d,h} = \alpha_{h,1} + \underbrace{\alpha_{h,2}P_{d-1,min} + \alpha_{h,3}P_{d-1,max}}_{\text{Vortageseffekte}} + \underbrace{\theta_h X_{d,h}}_{\text{Energiebezogene Variablen}} + \underbrace{\alpha_{h,4}P_{d-1,h} + \alpha_{h,5}P_{d-2,h} + \alpha_{h,6}P_{w-1,h} + \alpha_{h,7}P_{w-4,h}}_{\text{Autoregressive Terme}} + \epsilon_{d,h}$$

$$\text{mit } X_{d,h} = \begin{cases} X_{d-1,h} & h = 1, \dots, 11 \text{ für Pump, Residual Load, Export,} \\ X_{d-2,h} & \text{sonst,} \end{cases}$$

$$h_{d,h} = \beta_{h,1} + \beta_{h,2}h_{d-1,h} + \beta_{h,3}\epsilon_{d-1,h}^2$$

<sup>524</sup> Vgl. Ziel/Weron (2018), S. 402 i.V.m. der dortigen Auswertung des Literaturstandes.

<sup>525</sup> Vgl. Nowotarski/Weron (2018), S. 13 m.w.N.

<sup>526</sup> Eine Integration von häufig im einschlägigen Forschungsbereich eingesetzten Wochentag-Dummies erbrachte keine Verbesserung der Regressionsqualität, so dass aus Gründen der Einfachheit hier darauf verzichtet wird.

<sup>527</sup> Vgl. etwa Rintamäki/Siddiqui/Salo (2017), S. 280. Die überdies hinausgehende Verwendung von quartalsbezogenen AR-Termen erwies überwiegend keine statistische Signifikanz der Komponenten.

<sup>528</sup> Die Indizes bezeichnen einen bestimmten Tag (d) oder Woche (w) zu einer konkreten Zeitstunde (h).

wobei  $X_{d,h}$  die involvierten Stromvariablen (*Wind, PV, Pump, Residual Load* und *Export*) samt deren Transformationen in Vektorform repräsentiert und  $\epsilon_{d,h}$  den Störterm zur selben Stunde und Tag in der Hauptgleichung darstellt. Des Weiteren symbolisiert  $h_{d,h}$  die GARCH(1,1)-Komponente (Varianzgleichung) mit  $\epsilon_{d-1,h}^2$  als quadriertem Störterm des Vortages.

Unter Verwendung dieser Gleichung besteht nunmehr das Ziel in der Konstruktion von 24 (stunden-)individuellen Modellen. Damit sollte die individuellen Erklärbarkeitsansätze das Zustandekommen des Day-Ahead-Preises gegenüber einem Einheitsmodell auf Tagesbasis präzisieren können. Dazu werden die stromnahen Variablen in sequentieller Reihenfolge und zunächst einzeln in den vektoriellen Ausdruck  $X_{d,h}$  eingesetzt, während die verbleibenden Bestandteile davon unberührt bleiben und in jede Kombination als Grundkomponenten eingefügt werden.

Dabei wird die erste Modellkombination ohne Stromgrößen aufgestellt. Sie fungiert als Basiskonfiguration, um schließlich den Einfluss der (nachfolgend hinzukommenden) Energiegrößen zu quantifizieren. Alle Modellvarianten werden einer dreiteiligen Beurteilung unterzogen, umso eine Rangfolge zu den einzelnen Variablenkombinationen innerhalb einer Zeitstunde zu bilden. Als maßgebliche Bewertungskriterien<sup>529</sup> werden der Log-Likelihood-Funktionswert<sup>530</sup>, das Schwarz-Bayes Informationskriterium (SBC bzw. SIC)<sup>531</sup> und der mittlere absolute prozentuale Fehler (MAPE)<sup>532</sup> verwendet.

Nach Erstellung der Grundkonfigurationen mit jeweils einer Energiegröße erfolgt eine erste Evaluierung mit dem Ziel, die Stromvariablen der insgesamt rangbesten Konfiguration aus der bis dato ermittelten Rangfolge miteinander zu kombinieren. Dieser

---

<sup>529</sup> Die ersten beiden Kriterien evaluieren die unmittelbare Schätzqualität der Regression im Schätzzeitraum 2012 bis 2015, während der MAPE die Qualität der Prognosefähigkeit für die Vorhersageperiode 2016 wiedergibt.

<sup>530</sup> Vgl. einführend zum Prinzip der Likelihood-Funktion Schira (2016), S. 439–441.

<sup>531</sup> Der Gütemaßstab beurteilt, inwieweit die Hinzunahme einer zusätzlichen Erklärungsvariable die Regressionsqualität steigern kann, während die Modellkomplexität ansteigt und die Freiheitsgrade sich reduzieren. Bei einer Gegenüberstellung zweier Modelle ist jenes zu präferieren, das den geringeren Wert aufweist. Konträr zum einfachen Bestimmtheitsmaß  $R^2$  wird die Hinzunahme einer zusätzlichen Einflussgröße in einer Regression stärker bestraft, wenn diese keinen wesentlichen Beitrag zur Erklärung leistet. Vgl. Schwarz (1978), passim.

<sup>532</sup> Vgl. grundlegend zum ex post Prognosemaß Hackl (2013), S. 142 und Liu/Shi (2013), S. 160; für eine kritische Bewertung Makridakis (1993), S. 528f. sowie Hyndman/Koehler (2006), S. 682–684.

Verbindungsprozess wird so lange durchgeführt, bis die Aneinanderreihung insgesamt zu keiner Verbesserung der Bewertungskriterien mehr führt. Die Tabellen 22 bis 45 im Anhang stellen dazu sämtliche Modellkonfigurationen dar, bei denen mittels Wärmekarte unter Berücksichtigung der Bewertungskriterien gute von schlechten Kombinationen unterschieden werden können. Enthält eine Kombination Energievariablen, deren Koeffizienten eine geringere Signifikanz als 90% aufweisen, so wird sie nicht in die engere Auswahl einbezogen. Bei Ranggleichstand entscheiden zum einen die eben beschriebene Signifikanzprüfung und zum anderen der einzelne Rang beim MAPE-Kriterium, da der wesentliche Zweck der hier entwickelten Modellansätze in der Vorhersage von Day-Ahead-Preisen liegt.

Abschließend wird die Varianzgleichung  $h_{d,h}$  auf Basis des GARCH(1,1)-Ansatzes der rangbesten Kombination einer jeden Zeitstunde auf ihr Modellverbesserungspotenzial zur Abbildung der Strompreisvolatilität untersucht, indem in den bisherigen Formelausdruck zusätzliche Varianzregressoren (abgekürzt VR) integriert werden. Mit Blick auf ihr (tägliches) Volatilitätsverhalten wird einerseits die (untransformierte) Windeinspeisung, andererseits die (untransformierte) Energieeinspeisung aus PV-Anlagen<sup>533</sup> jeweils vom Vortag zur selben Stunde ins Kalkül gezogen. Daneben finden sich weitere Varianten durch Substitution der einfachen GARCH-Komponente mit einem GARCH-M, TGARCH, EGARCH bzw. asymmetrischen PARARCH unter Beibehaltung der zusätzlichen Varianzregressoren. Hierbei erfolgt die Analyse analog auf Basis der bereits bestimmten Auswahlkriterien<sup>534</sup>, so dass eine eindeutige und finale Rangfolge der Modellansätze erstellt werden kann. Das nächste Teilkapitel zur Ergebnisauswertung präsentiert nicht nur die stundenindividuellen Modelle, sondern veranschaulicht insbesondere den Einfluss der Energievariablen auf die Zielvariable Day-Ahead-Preis über den Zeitverlauf des Schätzfensters.

---

<sup>533</sup> Dieselbe zeitliche Unterscheidung hinsichtlich der Verwendung von Prognose- und Istwerten wie bei den Erklärungsvariablen in der Hauptgleichung bildet hier die Maßgabe. Für die Untersuchung der Modelle der 7. bis einschließlich 21. Zeitstunde werden beide Variablen in die Varianzgleichung einfließen, für alle verbliebenen nur die Windenergieeinspeisung.

<sup>534</sup> Im Fall einer mehrfachen Erstrangfolge wurde neben der Analyse der statistischen Signifikanz und dem MAPE-Kriterium, die Variablenkombination mit der geringeren Komplexität ausgewählt.

## 4.5 Resultate

Im Zentrum der Ergebnisauswertung steht die Evaluierung der examinieren Modellkonfigurationen gegenüber den Basisansätzen ohne strombezogene Komponenten. Der Beitrag erneuerbarer Energien zur Preisbildung wird dabei gesondert analysiert. Zusätzlich widmet sich die Ergebnisdiskussion dem Einsatz der verschiedenen GARCH-Ansätze. Dazu fasst Tabelle 6 überblicksartig die finalen Kombinationen zu den einzelnen Zeitstunden inklusive deren Regressionsqualität<sup>535</sup> zusammen. Hierbei signalisieren die Vorzeichen der ermittelten Variablen ihren wertmäßigen, richtungsbestimmenden Einfluss (*Leverage-Effekt*) auf den Day-Ahead-Preis. Fast ausnahmslos in jeder Zeitstunde findet sich die vortägliche, durchschnittliche Windeinspeisung *Ave\_wind* (Koeffizient (6) in Tab. 6) als Erklärungsvariable wieder, welche demnach einen negativen Effekt<sup>536</sup> auf die Zielvariable besitzt.

Ebenfalls reagiert die Zielgröße zumeist mit einer Wertreduzierung bei Modellansätzen, welche eine Varianten der Sonnenenergieeinspeisung enthalten, obgleich diese Energiequelle deutlich weniger häufig in den Modellen integriert ist. Mit noch etwas geringerer Anzahl in den Modellkombinationen vertreten ist die Pumpwasserenergieeinspeisung (Komponente (4)), die eine positive Korrelation zur erklärenden Variable zu verschiedenen Tageszeiten aufweist. In der Gesamtsicht verursachen wieder erwarten die drei regenerativen Energiearten (samt ihren Transformationen) nicht nur Preisminderungen, sondern auch -erhöhungen am Day-Ahead-Markt, sobald die Stromerzeugung aus selbigen Quellen mit anschließender Netzeinspeisung am Vortag (bzw. Vorvortag) erfolgt.

---

<sup>535</sup> Vgl. für eine ausführliche Darstellung der Koeffizienten Tab. 46 (1. bis 12. Zeitstunde) und Tab. 47 (13. bis 24. Zeitstunde) im Anhang.

<sup>536</sup> Zu ähnlicher Erkenntnis mit vergleichbaren Ansätzen gelangen Kiesel/Paraschiv (2017), S. 86–89; Cruz et al. (2011), S. 1928; Ketterer (2014), S. 278f. sowie Woo et al. (2011), S. 3943.

Tab. 6: Resultate zur Strompreisregression

Stunde	Unabhängige Variablen															GARCH-Typ	Regressionsgüte			Veränderung zum Grundmodell		
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)		R <sup>2</sup>	MAE	MAPE	R <sup>2</sup> (%)	rel. MAE	MAPE (%)
1	+	+	+			-							-	+	+	GARCH-M	0,4618	3,64	91,68	8,45	0,9960	-21,01
2	+	+	+			-							-	+		TGARCH	0,4425	3,78	383,25	8,03	1,0304	-32,72
3	+	-	+	-		-								+		GARCH mit VR	0,3938	4,02	119,46	18,32	0,9476	-29,77
4	-	+	+			-						+	+	+	GARCH-M	0,3204	4,17	408,54	-22,40	1,0652	43,58	
5	+	+	+			-							+	+	GARCH-M	0,3986	3,94	165,02	3,41	1,0789	-51,50	
6	+	+	+			-								+	T-GARCH	0,4250	3,50	239,15	6,97	1,0092	-34,76	
7	+	-	+			-								+	GARCH mit VR	0,4231	4,26	61,45	7,86	0,9674	-55,84	
8	+	-	+	+		-						-	+	+	GARCH mit VR	0,5707	5,39	790,16	2,04	1,0250	-14,25	
9	+	-	+			-								+	GARCH mit VR	0,6416	5,71	51,78	7,62	1,0300	-28,84	
10	+	-	+			-				-				+	GARCH o. VR	0,6383	5,67	29,49	14,81	0,9959	-7,86	
11	+	-	+			-				-				+	GARCH o. VR	0,6220	5,83	133,42	17,57	0,9650	-4,88	
12	+	-	+	+		-					+				GARCH o. VR	0,5706	7,12	245,67	20,43	1,1479	-32,48	
13	+	-	-			-				-					GARCH o. VR	0,5840	6,78	43,63	21,48	1,0424	7,77	
14	+	-	-			-				-				+	GARCH o. VR	0,6138	6,75	238,74	82,73	0,9508	-51,06	
15	+	+	+			-				-				+	GARCH o. VR	0,5715	7,07	163,80	21,17	1,0661	-29,02	
16	+	-	+	+		-				-			+	+	GARCH o. VR	0,6181	6,38	88,68	19,01	1,0512	-22,69	
17	+	-	-	+		-				-				+	GARCH mit VR	0,6529	6,05	28,55	12,26	1,0012	-5,54	
18	+	-	-	+		-				-			+	+	GARCH o. VR	0,6694	5,93	26,43	8,71	1,0075	-15,45	
19	+	-	-	+		-				-				+	GARCH o. VR	0,6182	5,34	16,98	7,95	0,9897	-8,49	
20	+	-	-			-				+				+	GARCH o. VR	0,5761	5,31	18,88	11,48	0,9599	-13,53	
21	+	-	-	+		-								+	GARCH o. VR	0,5814	4,63	20,72	15,58	0,9829	-16,53	
22	+	-	+			-								+	GARCH-M	0,5764	3,86	73,56	17,06	0,9493	-33,39	
23	+	-	-			-								+	GARCH mit VR	0,5489	3,85	16,18	19,92	0,9764	-14,55	
24	+	-	+			-								+	GARCH mit VR	0,4820	3,47	17,27	22,85	0,9053	-18,28	

Die tabellarische Übersicht zeigt die ermittelten Konfigurationen je Tageszeitstunde samt deren Einfluss auf die regressionsgestützte Erklärbarkeit im Vergleich zum Grundmodell ohne Energievariablen. Dabei symbolisiert in der Kategorie der unabhängigen Variablen: (1) die Konstante, (2) P\_min, (3) P\_max, (4) Pump, (5) Wind, (6) Ave\_wind, (7) Ave\_log\_wind, (8) D\_ave\_log\_wind, (9) PV, (10) Ave\_pv, (11) Ave\_log\_pv, (12) D\_ave\_log\_pv, (13) Residual\_Load, (14) Export und (15) den GARCH-Effekt (Volatilität) bei Verwendung des GARCH-M in der Hauptgleichung. Hierbei werden positive Koeffizienten mit „+“ gekennzeichnet, negative mit „-“.

Gemäß der Merit-Order sowie der Direktvermarktungsverpflichtungsklausel des EEG müsste nunmehr ein relativer Anstieg von erneuerbarer Energien<sup>537</sup> an der für den Auktionenhandel vorgesehene Stromangebotsmenge über das Schätzzeitfenster 2012 bis 2015 zu verzeichnen sein. Am Börsengeschehen partizipierende Akteure sollten folglich ihre Transaktionen, die zur (optimalen) Zusammenstellung ihres kurzfristigen Energieportfolios gedacht sind, zunehmend an den vortäglichen Einspeisemengen nicht fossiler Energien orientieren. In diesem Zusammenhang ist für die konkrete Preisfindung auch der avisierte stündliche Handelszeitpunkt am Day-Ahead-Markt von Relevanz. Während die Windeinspeisung annähernd zu allen Tagesstunden eine preissteuernde, senkende Wirkung um durchschnittlich etwa 0,1 %/MWh<sup>538</sup> hat, erstreckt sich der marktpreisreduzierende Einfluss der Sonnenenergie vornehmlich auf den Vor- (mittels *Ave\_log\_pv*- und *D\_ave\_log\_pv*-transformierte Variablen) und Nachmittagsbereich (in Form von *Ave\_pv*-Koeffizienten). Zudem verdeutlichen die Ergebnisse, dass Marktakteure bei Strompreisprognosen auf Basis von Pumpwasserkraft hinsichtlich ihres Zeitpunkts unterscheiden sollten. Die Netzeinspeisung von Wasserenergie aus Pumpspeicherwerken mit Ausnahme der dritten Zeitstunde führt zu einem Preisanstieg. Charakteristisch beschränkt sich der Einfluss von Pumpwasserenergie auf den Börsenstrompreis auf Spitzenlastzeiten in vereinzelt Morgenstunden. Weitere Kapazitäten aus Wasserstrom werden im Nachmittags- und frühen Abendbereich ebenso zur Absicherung von Spitzenlasten zugeschaltet.

Fernab regenerativer Energievariablen kristallisiert sich in den meisten Modellkonstellationen der (vor- oder vorvortägliche) Exportsaldo als Erklärungsvariable heraus. Dabei demonstriert die Größe durchweg eine positive quantitative Beziehung zum Strompreis. Wird also Strom an ausländische Märkte veräußert, so geht dies folgerichtig mit einer Erhöhung des Spotpreises einher. Für wenige Zeitstunden kann des Weiteren der Einfluss der Residuallast auf den Strompreis identifiziert werden, wobei sich hier kein klares Muster für dessen Vorkommen und wertmäßiges Auswirken auf den Day-Ahead-Preis ableiten lässt. Insgesamt findet sich in jeder Kombination eine er-

---

<sup>537</sup> Vgl. Martinez-Anido/Brinkman/Hodge (2016), S. 475; Gruber (2015), S. 16–18.

<sup>538</sup> Vgl. ausführlich die Koeffizienten in Spalte (6) der Tab. 46 und 47 im Anhang.

neuerbare Energiekomponente wieder, welche der Darstellbarkeit quantitativer Zusammenhänge zwischen Day-Ahead-Preis und Stromangebot sowie -nachfrage dienlich ist.

Ein detaillierter Blick auf die Gradienten der Koeffizienten für die Wind-, PV- und Pumpwasserenergieeinspeisung soll nun insbesondere den Einfluss auf die Zielgröße über den Untersuchungszeitraum 2012 bis 2015 zeigen, wobei mit der Entwicklung der Windstromvariablen in Abbildung 13 begonnen wird. In der Gesamtschau lässt sich nicht für jede Zeitstunde eine (eindeutige) Tendenz erkennen, was insbesondere für die Nachtperioden (1. bis 5. Tageszeitstunde) gilt. Einzig der Verlauf der dritten Stunde deutet einen leichten Anstieg der Ausschläge positiver und negativer Gradienten über den Zeitverlauf an. Dagegen eindeutiger, kann durchweg ein zunehmender Einfluss von reell eingespeister bzw. prognostizierter (12. Zeitstunde) Windenergie auf die Regressionsansätze und im Weiteren auf den Day-Ahead-Preis im Vormittagsbereich (6. bis 12. Tageszeitstunde) identifiziert werden. Weiterhin kann aus den Gradientenbewegungen für die Zeitstunden 14 sowie insbesondere 16 bis 22 eine ebenso deutliche Zunahme, bei den letzten beiden Stunden mit Einschränkung, der Anstiege bei den Windstromkoeffizienten über den Zeitverlauf abgelesen werden.

Abb. 13: Gradienten der Windstromkoeffizienten



Die Grafik veranschaulicht die Anstiege (als dimensionslose Größe) der ermittelten Windenergieeinspeisungskoeffizienten auf der vertikalen Achse über den Schätzzeitraum 2012 bis 2015 (horizontale Achse), die einen statistisch signifikanten Einfluss auf den Day-Ahead-Preis nehmen. Die einzelnen Ausschläge (tief und hoch) symbolisieren die Anstiege (niedrig und hoch) ausgehend vom Mittelwert 0. Die aneinandergereihten Ausschläge bilden eine Fläche (wenig bis viel), aus der die Entwicklung der Einflussnahme von Windstrom (abnehmend bzw. steigend) auf die Zielvariable im Trainingszeitfenster abgelesen werden kann.

Abb. 13: Gradienten der Windstromkoeffizienten (Fortsetzung)



Die vergleichsweise homogenen Wertentwicklungen von Stunde 13 und 15 begründen sich durch den Logarithmierungsvorgang (und der arithmetischen Durchschnittsbildung) der zugrundeliegenden Rohdaten. Durch die Transformationen erscheinen wie erwartet mögliche Tendenzen und Ausreißer weniger bis gar nicht ersichtlich. Zwar

können grundsätzlich bspw. gegenüber solarer Strahlung physikalische Windbewegungen unabhängig von der Tageszeit identifiziert werden, so dass deren Potenzial per se jederzeit zur Erzeugung von Energie eingesetzt werden könnte, sich dies aber hier nicht in allen Zeitstunden zeigt. Scheinbar wird laut einzelnen Gradienten in Abbildung 13 neben grundlastfähiger, fossiler Energie, auch die Stromerzeugung aus Windkraft zumindest in gewissen zeitlichen Umfängen mit dem kurzfristigen bzw. prognostizierten Verbrauch synchronisiert, was hauptsächlich durch die Drosselung oder gar Abschaltung der Windkraftanlagen realisiert wird. Obwohl der Ausbau von Windkraftanlagen über den hier zugrunde gelegten Untersuchungszeitraum fortgesetzt wurde und die regenerative Stromgenerierung auch absolut zugenommen hat, schlägt sich die zunehmende Einflusszunahme von Windenergie nicht konsequent in der Marktpreisentwicklung bestimmter nächtlicher und morgendlicher Zeitintervalle nieder. Möglicherweise schenken (rational handelnde) Börsenhändler diesen Informationen zum Einspeiseverhalten keine Beachtung, da in diesen Zeitfenstern die Nachfrage bzw. das Lastverhalten vergleichsweise gering ist. Überdies können die gewonnenen Erkenntnisse ursächlich im mutmaßlichen Mittel- und Spitzenlastcharakter von Windstrom bei der Bereitstellung des täglichen Strombedarfs sein.

Ferner fand im Schätzzeitraum eine Expansion von PV-Anlagen samt erhöhter Stromproduktion durch jene statt, doch legen die einzelnen Diagramme (siehe Abb. 14) nicht zwangsläufig diese Entwicklung dar. Zwar weisen die Gradienten (der Erklärungsvariablen) zu den Stunden 8 bis einschließlich 12 eine Entwicklung auf Basis logarithmierter PV-Einspeisedaten aus, dennoch müssten sich gewisse Tendenzen hinsichtlich einer Einflusszu- oder -abnahme auf den Strompreis identifizieren lassen. Über die 10. und 11. Zeitstunde zeigen sich Anstiege, die über ihren Verlauf verschiedene Richtungen aufweisen. Dagegen zeigt sich ein Rückgang (der Fläche) in den Morgenstunden 8 und 9, wenn auch nur im geringen Maße. Im Gegensatz dazu zeigt sich für die Gradienten in Stunde 12 tendenziell ein leichtes Wachstum über den Zeitverlauf. Hierbei spiegeln die Anstiege in diesem Diagramm das typische saisonale Einspeiseverhalten von PV-Strom nur ansatzweise wider.

Abb. 14: Gradienten der PV-Energiekoeffizienten



Die Grafik veranschaulicht die Anstiege (als dimensionslose Größe) der ermittelten PV-Energieeinspeisungskoeffizienten auf der vertikalen Achse über den Schätzzeitraum 2012 bis 2015 (horizontale Achse), die einen statistisch signifikanten Einfluss auf den Day-Ahead-Preis nehmen. Die einzelnen Ausschläge (tief und hoch) symbolisieren die Anstiege (niedrig und hoch) ausgehend vom Mittelpunkt 0. Die aneinandergereihten Ausschläge bilden eine Fläche (wenig bis viel), aus der die Entwicklung der Einflussnahme von PV-Strom (abnehmend bzw. steigend) auf die Zielvariable im Trainingszeitfenster abgelesen werden kann.

Bei den verbleibenden Gradienten der 13. bis 20. Zeitstunde ist die Saisonalität deutlich ausgeprägter, was auf die Transformation der Variablen ( $Ave_{pv}$ ) zurückgeführt

werden kann. Eine allenfalls leichte, d.h. über alle Nachmittagsstunden ähnlich ausgeprägte Erhöhung der Anstiege kann insbesondere aus den Grafiken für die Stunden 13, 15 und 16 entnommen werden.

Bisweilen ohne Modifikation der Rohdaten findet sich die Stromeinspeisung aus Pumpwasserkraft in 8 von 24 Modellansätzen wieder, die wiederum verschiedenste Tageszeitpunkte abdecken. Sowohl aus tageszeitlicher Perspektive als auch in saisonaler Hinsicht unterscheidet sich diese Energieerzeugung sowie -einspeisung von der Solarenergie. Nicht zuletzt führen diese Eigenschaften auch zu anderen (regressionsbedingten) Effekten auf die Zielvariable, was nachfolgend in Abbildung 15 abgelesen werden kann. Besonders markant ist die über alle einbezogenen Zeitstunden vorzufindende Tendenz von betragsmäßig ansteigenden Gradienten über den Untersuchungszeitraum. Während bisher in den Beiträgen der einschlägigen Literatur (wie in Kap. 4.2 aufgezeigt) zumeist bei der Modellkonzeptionierung auf die Integration von Pumpwasserstrom als Erklärungsvariable verzichtet worden ist, unterstreicht die vorliegende Analyse die bis dato verkannte Relevanz dieser erklärenden Variable, welche den zu erklärenden Day-Ahead-Preis im Tagesverlauf nachweislich beeinflusst.

Abb. 15: Gradienten der Pumpwasserstromkoeffizienten



Die Abbildung veranschaulicht die Gradienten (als dimensionslose Größe) der ermittelten Pumpwasserenergieeinspeisungskoeffizienten auf der vertikalen Achse über den Schätzzeitraum 2012 bis 2015 (horizontale Achse), die einen statistisch signifikanten Einfluss auf den Day-Ahead-Preis nehmen. Die einzelnen Ausschläge (tief und hoch) symbolisieren die Anstiege (niedrig und hoch) ausgehend vom Mittelpunkt 0. Die aneinandergereihten Ausschläge bilden eine Fläche (wenig bis viel), aus der die Entwicklung der Einflussnahme von Pumpwasserenergie (abnehmend bzw. steigend) auf die Zielvariable im Trainingszeitfenster abgelesen werden kann.

Der hier belegte (unterschiedliche) Einfluss regenerativen Stroms auf den Marktpreis zeigt sich außerdem in den statistischen Kennziffern. Bei Betrachtung der Regressionsgüte samt deren Differenz zum Grundmodell in Tabelle 6 sind nahezu ausnahmslos positive Entwicklungen zu erkennen. Während bei der Prognosekennziffer MAPE die entwickelten Modellansätze gegenüber den Basiskombinationen ohne erneuerbare Energienvariablen dominieren, liefert eine Betrachtung auf Basis des relativen MAE

(Mean Absolute Error)<sup>539</sup> keine einheitlichen Verbesserungspotenziale. Dabei bildet letztgenannte Kennziffer die Differenz zwischen dem MAE des rangbesten Ansatzes und dem MAE des Grundmodells und setzt diese ins Verhältnis zum MAE des Grundmodells. Die statistische Erklärbarkeit gemäß der Regressionsgüte ( $R^2$ ) wird durch den Einsatz von Variablen zur Einspeisung erneuerbarer Energien bis auf eine Ausnahme in allen Zeitstunden gegenüber dem Grundmodell erhöht. Insgesamt befinden sich die Bestimmtheitsmaße auf gutem Niveau: Durchschnittlich werden die Zeitreihen mit einer Regressionsqualität von etwa 54 % geschätzt.

Zur Abbildung des Schwankungsverhaltens anhand der bedingten Varianz wird gemäß Tabelle 6 zumeist ein GARCH, hauptsächlich ohne zusätzliche Varianzregressoren verwendet. Demnach eignen sich im Regelfall keine Erweiterungen des herkömmlichen GARCH-Ansatzes für die konzipierten Regressionsansätze. Nur vereinzelt werden Windstrom- und PV-Stromeinspeisung als Varianzregressoren in Kombination mit einem GARCH, GARCH-M oder TGARCH als am geeignetsten erachtet. EGARCH und PARCH kommen etwa in gar keiner finalen Kombination einer Tageszeitstunde vor, da sie statistisch ausschließlich zur Modellinstabilität beitragen würden. So können letztere Ansätze methodisch zwischen positiven und negativen Nachrichten zur Energieproduktion und -nachfrage unterscheiden und daher die Einwirkung dieser Informationen auf die Volatilität<sup>540</sup> des Day-Ahead-Preises grundsätzlich adäquater darstellen. Erhalten Marktteilnehmer angenommen neue Informationen zur Windenergieerzeugung, wirkt sich dies auf ihre Handelsaktivitäten mit (Be-)Lieferung am Folgetag zu ihren jeweiligen Preisvorstellungen in unterschiedlicher Weise aus, jedoch werden EGARCH- und PARCH-Ansätze aufgrund der fehlenden statistischen Robustheit stets in dieser Analyse abgelehnt.

Unabhängig von der identifizierten statistischen Signifikanz können zwischen den GARCH-Variationen der einzelnen Modellkonfigurationen einer Tagesstunde hinsichtlich der statistischen Qualität kaum nennenswerte Differenzen festgestellt werden, insbesondere bei den Bestimmtheitsmaßen ( $R^2$ ) sowie dem SIC. Des Weiteren

---

<sup>539</sup> Vgl. grundhaft zur Aussagefähigkeit des MAE Pflaumer/Hartung/Heine (2017), S. 204f. sowie im Speziellen zum Prinzip des relativen MAE als Vergleichsgröße Hyndman/Koehler (2006), S. 684.

<sup>540</sup> Vgl. Engle/Ng (1993), S. 1753.

stellen sich alle konzipierten Stundenmodelle unabhängig von ihren bedingten Varianzgleichungsbestandteilen als insgesamt unzureichend bei ihrer Prognosefähigkeit<sup>541</sup> heraus, was anhand des jeweiligen MAPE erkennbar ist. Zum einen zeigen sich bei einigen zusammengestellten Ansätzen Werte um 100% oder mehr, zum anderen zeichnet sich eine große Schwankungsbreite des MAPE zwischen den Tageszeitstunden ab. Insbesondere zweitere Erkenntnis betont (erneut) die Relevanz von stundenindividuellen Modellansätzen anstatt einer Einheitsregression auf Tagesniveau, denn Modellkombinationen für bestimmte Tagesstunden signalisieren mit Blick auf ihre soliden statistischen Kennziffern eine bessere (potenzielle) Einsatzfähigkeit zur Schätzung sowie Vorhersage von Day-Ahead-Preisen. Obwohl die durchschnittliche Vorhersagequalität bei Ansätzen der zweiten Tageshälfte deutlich bessere Ergebnisse aufweist, kristallisiert sich dennoch hierbei ein Verbesserungsbedarf hinsichtlich weiterführender Modifizierungen von Komponenten der individuellen Ansätze heraus.

Ferner verdeutlichen die obligatorischen Robustheitsprüfungen (siehe Tab. 48 zum Ljung-Box-Test<sup>542</sup> und Tab. 49 im Anhang zum ARCH-Test<sup>543</sup>) eine überwiegende Existenz von Autokorrelation bei geringen Verzögerungszeitpunkten der Fehlerterme<sup>544</sup>. Dieses Ergebnis stellt einerseits den Einsatz der AR- und GARCH-Terme<sup>545</sup> in Frage, aber andererseits belegt die ermittelte Autokorrelation die grundsätzliche Prognosefähigkeit<sup>546</sup> der ermittelten Modellansätze. Konträr zu ersterer Erkenntnis

---

<sup>541</sup> In der wissenschaftlichen Praxis hat sich ein Grenzwert für ein MAPE von 10 % etabliert, welcher nicht überschritten werden sollte. Vgl. stellvertretend die Prognosequalität von Kristiansen (2012), S. 331. Allgemein kritisiert Box (1976), S. 792 die generelle Validität von Modellen: „Since all models are wrong the scientist cannot obtain a ‚correct‘ one by excessive elaboration“. Etwas relativierter konstatieren Box/Draper (1987), S. 424, später: „Essentially, all models are wrong, but some are useful“.

<sup>542</sup> Vgl. Ljung/Box (1978); sowie einführend Escanciano/Lobato (2009), S. 977–980 und Tsay (2009), S. 1010.

<sup>543</sup> Vgl. zur Systematik des Testverfahrens Engle (1982), S. 999–1002.

<sup>544</sup> Die überwiegend nachgewiesene Homoskedastizität der Residuen kann per se nicht als stets positive Eigenschaft einer Regression interpretiert werden, so dass pauschal der Einsatz von GARCH-Termen gerechtfertigt werden kann. Vgl. dazu Allen/Fildes (2001), S. 328–330.

<sup>545</sup> Keine signifikanten Unterschiede bei der Vorhersagequalität ihrer AR-basierten Regressionen fanden Yokum/Wildt (1987), S. 484, die Autokorrelation bei den Fehlertermen identifiziert haben.

<sup>546</sup> Zu einem ähnlichen Fazit gelangt Schmelzer (2009), S. 65. Eine vollständige Abbildbarkeit mittels eines GARCH-Ansatzes hervorgerufen durch fehlende serielle Korrelation deutet auf einen Markt mit schwacher Informationseffizienz hin. Ein solcher Datensatz würde der Random-Walk-Hypothese entsprechen, vgl. dazu Fama (1965b), passim sowie Granger (1992), S. 3f.

wird die Robustheit von AR(MA)-basierten Modellen jedoch im Schrifttum als besonders hoch<sup>547</sup> eingestuft. Dennoch werden speziell Extrempreisszenarien – sowohl bei negativen als auch positiven Preisspitzen – unzureichend von den entwickelten Modellen abgebildet. Vorrangig in der ersten Tageshälfte, in der sich häufiger negative Preise beobachten lassen, werden bei den Vorhersagen hohe Abweichungen zum tatsächlichen Wert erreicht. Extreme Preisschocks verzerren die Volatilitätsgleichung, so dass das Zurückkehren zum mittleren Preisniveau nach vergleichsweise extremen Preisausschlägen positiver oder negativer Natur (Mean Reversion) erschwert ist.

Gleichwohl werden, im Unterschied zu vergleichbaren Forschungsarbeiten, keine transformierten<sup>548</sup> oder teilweise zu (inner-)täglichem Blockperioden zusammengefassten Preisdaten als Sample zugrunde gelegt, sondern tatsächliche Preise mit stündlicher Auflösung. Durch eine methodische Transformation bzw. Harmonisierung von Saisonalität und auch Extremwerten der Zielgröße werden bestimmte Volatilitätscluster des Day-Ahead-Preises in der Regression abgeschwächt oder gar gänzlich<sup>549</sup> retuschiert. Demgegenüber besitzen selbige Extrema eine hohe Relevanz für Börsenteilnehmer, da sie außerordentliche marktpreisbezogene Risiken bzw. Chancen mit sich bringen.

Des Weiteren wird im Regelfall bei Zeitreihenanalysen im einschlägigen Forschungsbereich ausschließlich auf die vorhergesagte Wind- und PV-Einspeisung<sup>550</sup> anstatt auf eine Kombination aus prognostizierter und tatsächlicher zurückgegriffen. Die prognostizierten Werte basieren zu einem gewissen Teil auf stochastischen Schätzmodellen, die sowohl historische Istdaten als auch von Netzbetreibern angemeldete Kapazitäten sowie Wetterprognosen verarbeiten. Einerseits bieten sie damit für Börsenakteure (für bestimmte Handelszeitstunden) die aktuellste Datengrundlage, aber anderer-

---

<sup>547</sup> Vgl. Rojas et al. (2008), S. 520.

<sup>548</sup> Ketterer (2014), S. 272 und Rintamäki/Siddiqui/Salo (2017), S. 275 erwägen den Einsatz logarithmierter Strompreise auf Tagesbasis. Cifter (2013), S. 63 verwendet logarithmierte Renditen der Tagesstrompreise. Viehmann (2011), S. 389 arbeitet mit einem Datensample vor Einführung negativer Preise an der EPEX Spot und eliminiert zwei Extremwerte zur Glättung der Datenreihe. Yang/Ce/Lian (2017), S. 293 normalisieren ihre Preiswerte mittels Wavelet-Transformation.

<sup>549</sup> Vgl. etwa Weron (2006), S. 46–49.

<sup>550</sup> Vgl. stellvertretend Kiesel/Paraschiv (2017), S. 80.

seits enthalten die Schätzungen naturgemäß nicht die voraussichtlichen Einspeisemengen sämtlicher Anlagenbetreiber<sup>551</sup>, so dass die prognostizierten Werte (teils erheblich) von denen in der Realität auftretenden Einspeisemengen abweichen. Somit sind zusätzliche latente, quantitative Beziehungen zwischen abhängigen und unabhängigen Variablen denkbar, die falsche Schlüsse zulassen, wenn die Methodik nur Vorhersagedaten einbezieht. Letztlich geht der lange Schätzzeitraum von vier Jahren mit dem Einfließen von vielen (Preis-)Informationen in die Modelle einher. Neben physisch-energetischen Faktoren wie tageszeitlichen Schwankungen infolge des Energieangebots und -verbrauchs spiegeln sich ebenfalls durch fundamentale Marktkräfte induzierte<sup>552</sup> oder gar regulatorische<sup>553</sup> Einflüsse in den Daten wider.

Indes hat sich die Transformation der (volatilen) Energievariablen zur Wind- und PV-Energieeinspeisung als sinnvoll erwiesen. Insbesondere profitieren alle 24 Konfigurationen in statistischer Sicht von der Integration der modifizierten Windeinspeisung. Auffällig ist, dass stets die heterogene Windenergieerzeugung des Vortages statistisch besser durch das arithmetische Mittel der letzten 24 h beschrieben (*Ave\_wind*) wird als durch die untransformierten Vortageswerte (*Wind*) zur selben Tagestunde. Demnach geben Marktteilnehmer ihre Gebote wahrscheinlicher anhand der durchschnittlichen Windeinspeisung ab als auf Basis von Einzelwerten. Auch der Einsatz von *Wind* als Varianzregressor führt hauptsächlich nicht zu einer Verbesserung der Modellqualität. Ein insgesamt analoges Ergebnis zeichnet sich für Ansätze mit zugrundegelegter PV-Energieeinspeisung ab.

#### 4.6 Zusammenfassung und Ausblick

Der erste Abschnitt dieses Kapitels leitete die methodische Basis zur Analyse von Energiepreisentwicklungen her, welche die charakteristischen Merkmale von Strompreisen abbilden kann. Hierin begründete sich der Einsatz von ARMA- und GARCH-Zeitreihenmodellen. Im Fokus stand die regressionsgestützte Abbildung von Day-Ahead-Strompreisen. Die Untersuchung von Strompreisentwicklungen diente zur

---

<sup>551</sup> Vorrangig werden private Haushalte sowie industrielle Kleinanlagen bei solchen Prognosen isoliert betrachtet.

<sup>552</sup> Vgl. zusammenfassend Amjady/Daraeepour (2009), S. 12282.

<sup>553</sup> Die zweifache Novellierung des EEGs im Jahr 2012 und 2014 kann hier exemplarisch angeführt werden.

Identifikation ihrer wesentlichen Einflussfaktoren. Im zweiten Teilkapitel wurde der Stand der einschlägigen Forschung aufgegriffen, der vielfältige Ansätze zur Behandlung der Problemstellung aufzeigte. Die in der folgenden Analyse gewählte stochastische Herangehensweise zur Entwicklung von 24 Modellen zur Abbildung einer jeden Tageszeitstunde bediente sich vorwiegend (transformierter) regenerativer Energieangebotsmengen, deren Einsatz sich im Rahmen dieser Analyse als förderlich zur regressionsbasierter Erklärbarkeit (und bisweilen auch Prognostizierbarkeit) volatiler Energiepreise erwiesen hat. Vorrangig, wie auch im aktuellen Forschungsstand konstatiert, wirken Wind- und fast ausnahmslos Sonnenstromeinspeisung mit negativem Vorzeichen auf die Zielgröße ein, so dass eine Zunahme (Abnahme) der Einspeisung aus diesen erneuerbaren Quellen eine Strompreissenkung (Strompreiserhöhung) bewirkt. Zudem zeigt sich die Hinzunahme der Wasserenergieeinspeisung zu bestimmten Tageszeiten als förderlich zur Erklärung preislicher Zusammenhänge. Des Weiteren wirken nachfrageseitige Energiegrößen in Form des Exportüberschusses und der Residuallast auf den Strompreis. Insgesamt ist eine überwiegende Bedeutungszunahme der drei erneuerbaren Energiekomponenten (Wind- und Pumpwasserstrom, mit Einschränkungen auch PV-Energie) für die Day-Ahead-Preisregression über den Schätzzeitraum zu erkennen. In Abhängigkeit von der Tageszeitstunde und ihrer gewählten Transformation der Erklärungsvariablen nimmt die Wirkungsintensität auf die zu erklärende Größe entweder deutlich zu oder bleibt auf etwa gleichem Niveau, was sich mit den Beobachtungen zur (Verschiebung der) Merit Order deckt.

Der Einsatz unterschiedlicher GARCH-Komponenten kann bisweilen nur als bedingt sinnvoll bewertet werden, da (in der Vergangenheit) auftretende Extrempreismomente mit zu großer Wirkung in die (aktuelle) Modellierung<sup>554</sup> einfließen. Besonders markant wird die Problematik beim Prognostizieren von Strompreisen zu bestimmten Zeitstunden im Vorhersagezeitfenster. Vorrangig trifft dieses Manko für Modellansätze der Nachtstunden zu, in denen häufig negative Marktpreise detektiert wurden. Zwar ermöglichen die erstellten Modelle die Vorhersage von Marktpreisen, aber die (bisher)

---

<sup>554</sup> Maßgeblich resultiert dies aus den autokorrelativen Störtermen, die zu beseitigen sind, vgl. dazu die Testergebnisse in den Tab. 48 und 49 im Anhang.

erzielten MAPE-Werte können als vergleichsweise unzureichend und zu schwankend<sup>555</sup> innerhalb der Menge an Modellansätzen angesehen werden. Ausgehend von der Erkenntnis, dass ein grundsätzlicher Ursache-Wirkungszusammenhang zwischen Day-Ahead-Preis und der Einspeisung von EE existiert, wird die genauere Frage angeschlossen, wie der Einfluss regenerativer Energien im Trainings- und Prognosezeitraum (regressionsartig) abgebildet werden kann. Folglich beschäftigt sich das nächste Kapitel mit Transformationsmöglichkeiten der abhängigen Variablen, so dass die hier entwickelten Ansätze auch für Prognosezwecke<sup>556</sup> unter der Nebenbedingung eingesetzt werden können, dass die (erwiesene) Einflussnahme von regenerativen Energien gewahrt bleibt.

---

<sup>555</sup> Che/Wang (2010), S. 1916 konzipieren ebenfalls eine autoregressive Modellierung zur (kurzfristigen) Strompreisschätzung. Ihre Resultate illustrieren vergleichbare MAPE-Werte. Vgl. zudem Shahidehpour/Yamin/Li (2002), S. 83, die ebenfalls einen vergleichsweise hohen MAPE erhalten (bei Verwendung einer nicht transformierten Zielvariablen).

<sup>556</sup> Vgl. Efimova/Serletis (2014), S. 271 subsumierend: „Volatility forecasting is arguably the most important application of GARCH models in oil, natural gas, and electricity markets“.

## 5 Transformationsansätze zur Prognose von Strompreisen

Das Verfehlen von Unternehmenszielen infolge einer (hohen) Marktpreisrisikoexposition stellte die eröffnende Problemstellung des vorangegangenen Kapitels dar. Dagegen wurden preistreibende bzw. -senkende Faktoren u.a. in Form regenerativer Energiemengen eruiert. Die in Abschnitt 4 erstellten zeitstundenindividuellen Ansätze sehen sich jedoch insbesondere mit Problemen der Volatilitätscluster und Preisextrema – als spezielle Eigenschaften von Energiepreisen – konfrontiert. Die zwei genannten *stylized facts* erschweren Vorhersagen, so dass (erhebliche) Abweichungen zwischen prognostizierten und tatsächlichen Preisen entstehen können, was wiederum bei einer zuvor abgeschlossenen Transaktionen entweder Risiko oder Chance für involvierte Marktteilnehmer<sup>557</sup> bedeutet. Kapitel 5 knüpft am bisherigen Erklärungsgehalt der zeitstundenindividuellen Modelle aus Kapitel 4 an und legt den Fokus nun auf volatilitätsstabilisierende Ansätze zur Erhöhung ihrer Vorhersagefähigkeit. Eine solche Verbesserung würde zum Abbau von Marktpreisrisiken bei gleichzeitiger Reduzierung von (zusätzlichen) Transaktionskosten durch Hedgingaktivitäten bei Börsenakteuren im Rahmen von (künftigen) Spothandelsgeschäften führen und in der Folge zur Erreichung finanzieller Zielstellungen beitragen. Anders als bei der Auswahl der Erklärungsvariablen und Modellkonzipierung in Abschnitt 4 steht hierbei die Modifikation des Day-Ahead-Preises als zu erklärende Größe im Fokus.

### 5.1 Einleitung

Allgemein ist in einer Welt fundamentaler Unsicherheit ausgeschlossen exakte Vorhersagen zu generieren, die stets den (späteren) tatsächlichen Wert bestimmen, so dass eben die größtmögliche Annäherung von risikoaversen Marktakteuren an den Zustand vollkommener Gewissheit angestrebt wird. Insofern motiviert sich der Einsatz von Transformationen bei regressionsbasierten Vorhersagemodellen durch (prozentuale) Soll-Ist-Abweichungen mit statistischen Kennziffern zu original belassenen Datensätzen, wenn bei deren Auswertung erhebliche Differenzen, wie in Abschnitt 4, ermittelt werden. Werden zusätzlich Resultate aus vergleichbaren Forschungsarbeiten zur Validierung ins Kalkül gezogen, die ebenfalls signifikante Abweichungen zur eigenen

---

<sup>557</sup> Vgl. kurz James (2003), S. 2.

Regression aufzeigen, erscheint eine Überlegung zur Nutzung von datensatznivellierenden bzw. volatilitätsstabilisierenden Ansätzen, insbesondere extremwertglättenden Varianten, evident. Ungeachtet dessen herrscht hierzu im wissenschaftlichen Diskurs<sup>558</sup> keine eindeutige Meinung über den Einsatz etwaiger Transformationsmaßnahmen, da selbigen Vor- und Nachteile bei ihrer Anwendung auf Problemstellungen, die mit regressionsgestützten Modellen untersucht werden, vorausgehen.

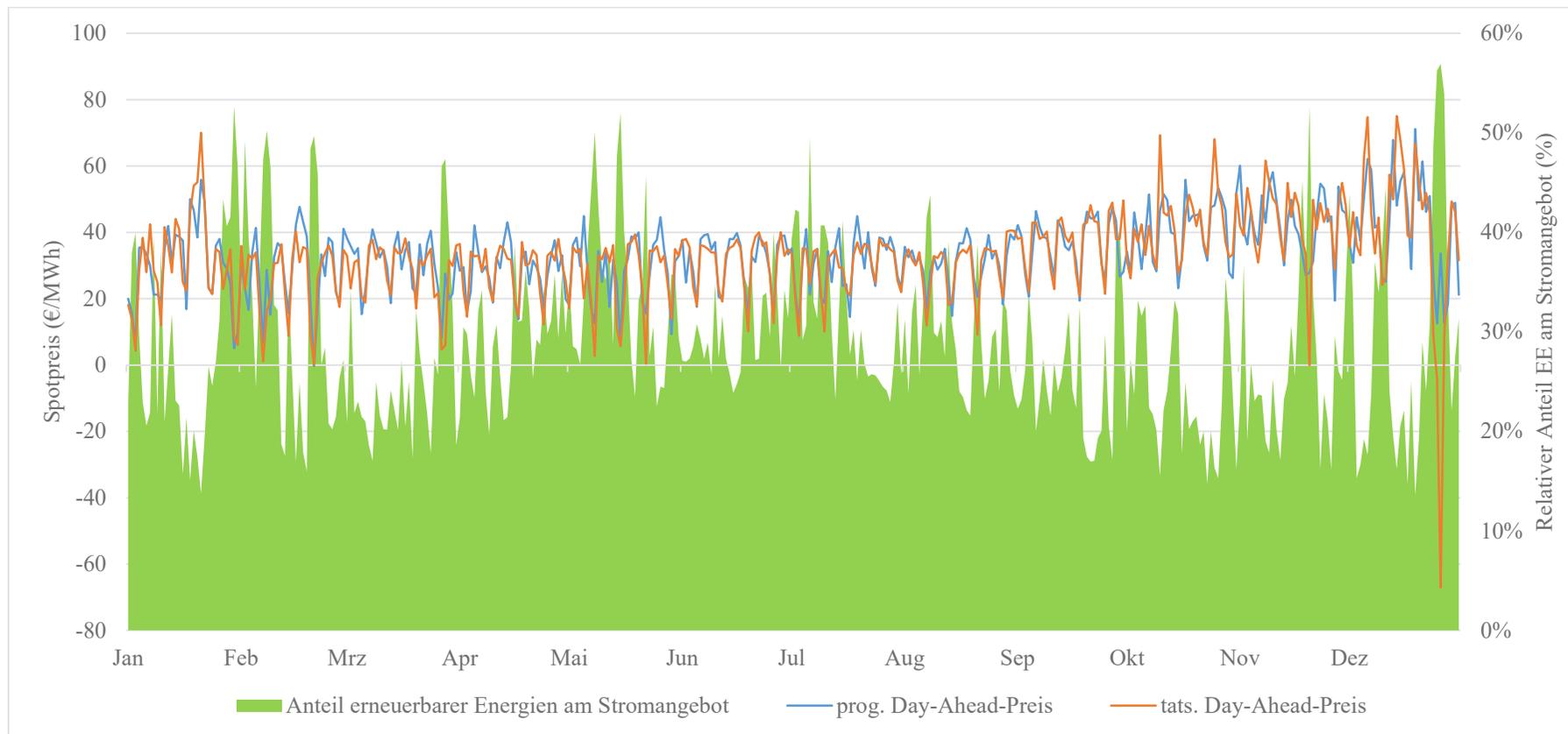
Zunächst kann bereits eine optische Diagnose von geschätzten und tatsächlichen Werten ein gewisses Maß an Optimierungspotenzialen aufdecken. Die höchsten prozentualen Abweichungen (MAPE) zwischen tatsächlichen und prognostizierten Werten der Zielvariablen für den in Kapitel 4 bestimmten Vorhersagezeitraum 2016 zeigen sich in der 8. Zeitstunde, was zunächst exemplarisch in Abbildung 16 grafisch veranschaulicht ist. Zwischen den beiden dargestellten Preisverläufen sind durchgängig markante Differenzen erkennbar, obgleich Preisbewegungen zwischen 20 €/MWh und 40 €/MWh noch am genauesten über den zugehörigen (untransformierten) Modellansatz abgebildet werden. Begründet liegt diese Tatsache darin, dass sich selbiges Wertintervall zum Großteil im Schätzzeitraum (2012 bis 2015) wiederfindet und darin befindliche Preise somit als Datenquelle für die autoregressiven Bestandteile des Regressionsmodells fungieren, welche ebensolche charakteristische Kurven im Vorhersagezeitraum hervorbringen. Kurzzeitig treten extreme Varianzerscheinungen, maßgeblich hervorgerufen durch die unerwartet hohe Einspeisung von Spitzenlaststrom aus regenerativen Quellen, unvorhergesehenen großflächigen Netzausfällen oder extremen Wetterszenarien<sup>559</sup> auf.

---

<sup>558</sup> So verwenden Lucia/Schwartz (2002), S. 17–24 und Erlwein/Benth/Mamon (2010), S. 1036–1041, sowohl originäre als auch logarithmierte Preise, während Luoma/Mathiesen/Kleissl (2014), S. 231, ausschließlich unbearbeitete Daten zugrunde legen; ähnlich Cartea/Figueroa (2005), S. 5–7, die zwar systematisch Extremwerte ausschließen, aber ebenso keine weiteren (logarithmierenden) Modifikationen an der Zielvariablen vornehmen. Keles et al. (2012), S. 1015 konzentrieren sich ausschließlich auf eine (simulationsbasierte) Transformation negativer Preise, so dass alle positiven Werte unbehindert bleiben. Dagegen beschränken sich Higgs/Worthington (2008), S. 3175 und Jong (2006), S. 12 (inklusive Eliminierung eigens festgelegter Extrempreise), wie zumeist auf Aufsätze mit Finanzmarktdaten, auf ein Logarithmieren der abhängigen Variablen, wobei angemerkt werden muss, dass in deren Datensamples keine negativen Werte enthalten sind.

<sup>559</sup> Vgl. überblicksartig Weron/Simonsen/Wilman (2004), S. 188; zuvor Eydeland/Wolyniec (2003), S. 296 und aktueller Janczura et al. (2013), S. 98.

Abb. 16: Strompreisentwicklung der 8. Zeitstunde 2016<sup>560</sup>



In der Grafik werden die tatsächlichen und per Modellregression aus Kap. 4 prognostizierten Day-Ahead-Preise samt relativem Anteil erneuerbarer Energien am Stromangebot für den Zeitraum 2016 zur 8. Stunde illustriert. Auffällig sind die deutlichen Abweichungen zwischen beiden Größen bei höheren, insbesondere bei ad hoc auftretenden Preisausschlägen.

<sup>560</sup> Quelle: Eigene Darstellung, Daten entnommen von Agora Energiewende und EPEX Spot.

Diese Erscheinungen werden jedoch nicht annähernd präzise in der geschätzten Preisentwicklung erfasst, was mit erheblichen Marktpreisrisiken für Marktteilnehmer einhergeht. Der Fokus liegt dabei naturgemäß nicht auf den einmaligen Geschehnissen, sondern auf den (partiell) wiederkehrenden und bisweilen auch mehrtägigen Erscheinungen, wobei sich dennoch die prognostizierte Preiskurve (wie in Abb. 16) mit gewisser zeitlicher Verzögerung an die reale Zielgrößenkurve annähert. Vereinzelt kehrt die prognostizierte Preiskurve nach Ausreißern positiver oder negativer Art auch erst zeitlich verzögert zu ihrem Mittelwert (*Mean Reversion*) zurück. Wird eine annähernd korrekte Vorhersage kurzfristig auftretender Preisschläge über den Betrachtungszeitraum verfehlt, wirft dies Fragen zur Verwendung originärer, d.h. methodisch unbehandelter, Day-Ahead-Preisdaten im Rahmen von Vorhersagen mithilfe der ermittelten Regressionsmodelle aus Kapitel 4 auf. Würden demgegenüber Preisanstiege oder -senkungen auf Energiemärkten vergleichsweise weniger extrem bzw. unregelmäßig im hiesigen Marktgebiet ausfallen, könnten die erstellten Modelle Day-Ahead-Preise mittels der unbearbeiteten Daten sogar akkurater<sup>561</sup> antizipieren. Dies bedeutet jedoch nicht, dass Preise jederzeit stabil sein müssen, damit die Modelle unter Einsatz von unbehandelten Daten ihren Zweck erfüllen, da (modellgestützte) Prognosen andernfalls generell obsolet wären.

Der Fokus der nachfolgenden Analyse liegt vornehmlich auf arttypischen tageszeitlichen und weniger auf saisonalen Schwankungen, weil letztere grundsätzlich mit Hilfe der in den Regressionsansätzen integrierten saisonalen AR-Termen (SAR) abgebildet werden. Die Konzentration auf erstere charakteristische Volatilitäten ist ursächlich in ihrer hohen Signalwirkung für Strombörsenteilnehmer, die daraus (trendartige) Entwicklungen ableiten können. Die durch Saisonalität hervorgerufenen Preisänderungen repräsentieren den maßgeblichen Anteil der bedingten Volatilität<sup>562</sup> bzw. Varianz von Strompreisen im Gegensatz zu temporär auftretenden Preisspitzen. Wird die Volatilitätskomponente in Regressionsmodellen zu stark von den genannten einzelnen Einflüssen beeinträchtigt, geben regressionsgestützte Vorhersagen systematisch falsche

---

<sup>561</sup> Vgl. einleitend Shahidehpour/Yamin/Li (2002), S. 61. Hierbei werden gar einmalig auftretende Preisextrema außen vorgelassen, da sie naturgemäß von keinem autoregressiven Modellansatz vollständig bzw. überhaupt antizipiert werden können. Vgl. zudem Ziel/Weron (2018), S. 399.

<sup>562</sup> Vgl. Hassler (2003), S. 815; Schmid/Trede (2006), S. 178–180.

Werte aus und verursachen zusätzliche Risiken, so dass es die bedingte Volatilität in den Modellansätzen zu stabilisieren gilt. Im Sinne risikoaverser Börsenakteure sollte das potenzielle Marktpreisrisiko bei der (zukünftigen) Kontrahierung vor Auktionsbeginn mittels eigens vorgenommener Prognosen möglichst weitgehend gesteuert werden.

Bis hierher wurde in dieser Arbeit die Vorhersagefähigkeit regressionsbasierter Ansätze eher exkludiert denn thematisiert, insbesondere in Verbindung mit negativen Strompreisen. Durch Letztgenannte mussten sogar bestimmte quantitative Lösungsansätze eingeschränkt oder verworfen werden. Gleichwohl würde eine Einbeziehung und Adjustierung von Daten mit negativem Vorzeichen anhand von geeigneten Transformationen<sup>563</sup> Abhilfe bei Prognosen auf Basis von Regressionsmodellen schaffen. Durch eine Umwandlung von unbehandelten zu normalisierten Day-Ahead-Preisen besteht die Möglichkeit stabilere Voraussageresultate mittels der Regressionsansätze zu generieren, was sich anhand statistischer Qualitätskriterien bei Gegenüberstellung mit einer Prognose, die eine unbearbeitete Datenreihe zugrunde legt, nachweisen lassen würde.

Das Ziel dieses Kapitels besteht daher darin, unter Anwendung von Transformationen die in Kap. 4 entwickelten Regressionen in varianzrobuste Modelle zur kurzfristigen Preisprognose zu überführen. Evaluiert werden die ausgewählten Methoden durch das bereits zuvor und im Schrifttum standardmäßig<sup>564</sup> genutzte Vergleichskriterium MAPE. Im Vorgriff auf die Konzipierung des Forschungsdesigns wird zunächst mit einer Diskussion zur Auffassung von preislichen Ausreißern (Kap. 5.2) im Literaturstand<sup>565</sup> eröffnet. In diesem Kontext werden auch Verfahrensweisen zur Substitution der identifizierten Extremwerte hinterfragt. Darauf aufbauend werden in Teilkapitel 5.3 Transformationsansätze aus dem aktuellen Forschungsstand analysiert, die zur anschließenden Prognose von Day-Ahead-Preisen je Zeitstunde eingesetzt werden. Die

---

<sup>563</sup> Vgl. subsumierend Tashman/Hoover (2001), S. 656: „The modeling of time series for which the frequency distribution of observations or errors is notably skewed, or in which the degree of variation around trend changes systematically over time, may benefit from transformations that normalize the data or stabilize the spread of the series about its trend“.

<sup>564</sup> Vgl. stellvertretend Osório/Matias/Catalão (2014), S. 371.

<sup>565</sup> Vgl. einführend Weron (2006), S. 25–32.

Evaluierung der Vorhersagequalität der genutzten Methoden bildet im Ergebnisteil (Kap. 5.4) den Fokus, bevor Tailabschnitt 5.5 mit einem Fazit samt Ausblick schließt.

## 5.2 Identifikation und wertmäßige Behandlung von Preisextrema

Bisher wurde das Spektrum der Extremwerte hauptsächlich mit negativen Preisen assoziiert. Doch unterstreicht Abbildung 16 ebenso die Notwendigkeit, kurzfristig auftretende positive Ausreißer bei der Modellierung und Schätzung von Energiepreisen zu würdigen, da selbige ebenso das Zurückkehren zum Mittelwert (*Mean Reversion*) in der Zeitreihenmethodik erschweren. Allgemein wird die Isolation extremer Werte mit der besseren Prognosefähigkeit von Modellansätzen begründet. Dahingehend stellt sich zum einen die Frage nach einer geeigneten Abgrenzung mit dem Ziel varianzverzerrende Daten auszusortieren und zum anderen danach, inwieweit die Vorhersagequalität der 24 bereits erstellten Modelle durch Preisausreißer beeinflusst wird. Nachfolgend wird dahingehend die herrschende Meinung des Forschungsstands dargelegt.

Zunächst können anhand von fixierten Wertgrenzen, welche von Daten über- (bei positiven Preisen) oder unterschritten (bei positiven und negativen Werten oder dem Nullpunkt)<sup>566</sup> werden, als Ausreißer bestimmt werden. Damit reduziert sich das adjustierte Datensample auf einen Ausschnitt der originären Datensammlung, wobei die Wertober- und -untergrenzen selbst gewählt werden können. Mit dieser Gestaltungsfreiheit geht notgedrungen die Gefahr der Daten- und somit Ergebnismanipulation sowie eine entsprechende Angreifbarkeit des ganzen Vorgehens einher. Dahingehend stellt sich die Frage nach adäquaten Ansätzen (best practices) zur Lösung des Willkürproblems.

So kann etwa eine Verkürzung eines Datensamples durch Bestimmung von Ober- und Untergrenzwerten erfolgen, welche sich exemplarisch auf Basis der dreifachen Standardabweichung<sup>567</sup> der unbehandelten Stichprobe multipliziert mit ihrem Mittelwert

---

<sup>566</sup> Vgl. Lapuerta/Moselle (2001), S. 6–8. Trück/Weron/Wolff (2007), S. 4, erklären beispielsweise Preise oberhalb von 75 €/MWh als Ausreißer, die aus dem Datensample ersatzlos zu entfernen oder im Fall negativer Preis gesondert zu behandeln sind. Hamdy (2009), S. 19–24, bezeichnet diese Methode als *Clipping*, wobei ihr Ursprung in der Signaldatenmessung und -verarbeitung liegt.

<sup>567</sup> Vgl. stellvertretend Clewlow/Strickland (2000), S. 31. Neben dem arithmetischen Mittel, können ebenfalls der Median oder eigens festgelegte Werte als Ausgangsgröße dienen.

berechnet. Alle außerhalb der zwei Grenzen befindlichen Werte positiver und negativer Art markieren Ausreißer. Ähnlich der Definition eines Festwertes kann ebenso pauschal ein gewisser Prozentsatz der höchsten und niedrigsten Werte eliminiert werden. Als gängig wird die Entfernung von bis zu 10 % der gesamten, originalen Werte<sup>568</sup> eingestuft. Die Tilgung der identifizierten Extremwerte sollte hierbei paritätisch und wertmäßig systematisiert erfolgen, d.h. 5 % der Daten des höchsten und 5 % des niedrigsten Niveaus werden aus dem Sample gelöscht bzw. durch den Ober- und Untergrenzwert ersetzt.

Dagegen verstehen Bierbrauer/Trück/Weron (2004) positive oder negative Abweichungen von mehr als 30 % zwischen zwei aufeinander folgenden logarithmierten Werten<sup>569</sup> als Extremwerte. Dabei stellen sie insbesondere die unbedingte Verwendung logarithmierter Preise heraus, da selbige von Grund auf einen stabileren Wertverlauf aufweisen und so identifizierte Wertsprünge bei zwei nebeneinanderliegenden Zeitpunkten als wirklich ungewöhnliche Schwankungen bzw. Ausreißer eingestuft werden können. Dieser und weitere exklusiv auf den Logarithmus abstellende Ansätze sind allerdings dann nicht mehr einsetzbar, wenn negative Werte in der zu examinierenden Datensammlung enthalten sind.

Darüber hinaus können sämtliche Werte als Extrempreise deklariert werden, die zu einer Verzerrung der (mittleren) Kurtosis (Wölbung) der Rohdatensammlung beitragen. Umso stärker hierbei die Leptokurtosis<sup>570</sup> ausgeprägt ist, umso mehr (unerwünschte) Preisspitzen beider Richtungen existieren im Sample. Bspw. analysieren Geman und Roncoroni (2006) dazu verschiedene Wölbungs- bzw. Datenverteilungsmuster zur Ableitung von Teilbereichen einer Datensammlung mit übermäßig hohen Volatilitäten (sogenannte varianzmanipulierende Schwellenbereiche)<sup>571</sup>, um so ihren Datensatz zu kalibrieren. Alle außerhalb der kalkulierten Verteilung befindlichen Preise würden zur Destabilisierung eines Modells führen.

---

<sup>568</sup> Vgl. Borovkova/Permana (2006), S. 245. Tatsächlich bewerten Börsenakteure sogar weniger als 10 % aller Werte innerhalb eines hinreichend langen Zeitraums als Extrempreiszeiten, vgl. dazu zusammengefasst Borovkova/Schmeck (2017), S. 58.

<sup>569</sup> Vgl. Bierbrauer/Trück/Weron (2004), S. 866.

<sup>570</sup> Vgl. zur Existenz von Leptokurtosis bei Strompreisen Eydeland/Wolyniec (2003), S. 77f.

<sup>571</sup> Vgl. zum konkreten Vorgehen und Ergründung des optimalen Schwellenwertes Geman/Roncoroni (2006), S. 1230–1233.

Die Literatur zeigt insofern ein uneinheitliches Meinungsbild und Vorgehen zur Spezifizierung von Preisextrema. Die Mehrheit an pauschalen und datensatzindividuellen Modifizierungsvorschlägen geht subsumierend sehr verschieden bei der Eliminierung der Extremwerte vor, so dass der zugrundeliegende Datensatz in unterschiedlicher Qualität und Quantität nicht nur geglättet, sondern auch reduziert wird. Prinzipiell kann jedoch eine zu radikale Anpassung oder Aussparung von Randwerten im Datensatz und eine hierauf anschließende modellgestützte Prognose zur Unterschätzung künftiger (extremer) Preise führen, was folglich systematisch falsche Auktions- (ex ante) und Hedging-Strategien<sup>572</sup> (ex post) bei Marktteilnehmern einleitet. Die Exposition gegenüber Marktpreisrisiken wird tendenziell umso höher, je mehr Daten eines originären Samples behandelt worden. Zudem werden Prognoseresultate und insbesondere zugehörige Kennziffern, wie bspw. MAPE und MAE, maßgeblich von der gewählten Rohdatenbehandlung<sup>573</sup> (positiv oder negativ) beeinflusst. Darüber hinaus stellt sich allgemein die Frage, inwieweit originäre oder behandelte Vergangenheitsdaten überhaupt eine Aussagefähigkeit<sup>574</sup> für künftige Strompreise besitzen.

Weiterhin kann aus dem aktuellen Forschungsstand keine eindeutige Vorgehensweise zum Umgang mit den identifizierten Anomalien<sup>575</sup> abgeleitet werden. Einerseits besteht die einfachste Variante in der unmittelbaren, ersatzlosen Entfernung der Daten, andererseits können die zu normalisierenden Ausreißerwerte durch andere Werte im Datensample substituiert werden, umso den Wertebereich mengenmäßig nicht zu verkürzen. Gängige Möglichkeiten zur wertbezogenen Transformation<sup>576</sup> von Preisspitzen bestehen in der:

- Wertumwidmung auf einen (zuvor) festgelegten oberen bzw. unteren Grenzwert;

---

<sup>572</sup> Vgl. grundlegend zu negativen Folgen von Preistransformationen infolge der Entfernung von originären Extremwerten Da Costa Lewis (2005), S. 218.

<sup>573</sup> Eydeland/Wolyniec (2003), S. 116 konstatieren: „[...] facts suggest that to estimate mean reversion in power prices we require, at minimum, models that account for varying volatility and spikes; otherwise, the estimate can be significantly biased“.

<sup>574</sup> Vgl. kritisch Dawid (1984), S. 279.

<sup>575</sup> Vgl. zum fehlenden Konsens über die Behandlung der entfernten Ausreißerwerte Janczura et al. (2013), S. 98.

<sup>576</sup> Zu den einzelnen Verfahren vgl. (in der Reihenfolge wie aufgelistet) Shahidehpour/Yamin/Li (2002), S. 83f.; Weron (2008), S. 1107; Geman/Roncoroni (2006), S. 1232f. sowie Bierbrauer et al. (2007), S. 3472. Letztere ersetzen ihre Ausreißer durch den Median aller Daten eines selben Wochentags bzw. Monats.

- Bildung des arithmetischen Mittels zwischen Werten, von denen mindestens einer als Ausreißer erkannt wurde;
- Wahl zwischen einen der zwei nebeneinanderliegenden Preisen, von denen mindestens einer als Ausreißer erkannt wurde oder
- Substitution durch hinreichend kongruente Mittelwerte (einer bestimmten Periode innerhalb des Datensatzes).

Obwohl beobachtete (extreme) Preisspitzen, unabhängig von ihrer tatsächlichen wertmäßigen Ausprägung, in aller Regel vergleichsweise selten in einer Datenreihe auftreten, schlägt der aktuelle Literaturstand<sup>577</sup> dennoch deren Beachtung nachdrücklich vor. In diesem Zusammenhang ist hinzuzufügen, dass aber nicht nur die (nicht) gewählte Werttransformation ein das Vorhersageresultat beeinflussendes Kriterium darstellt, sondern auch die aufgestellte Modellregression samt deren beschreibenden (Energie-)Variablen selbst sowie die übergeordneten Trainings- und Prognosezeitfenster.

### 5.3 Methodologie

Mithilfe der Auswertung ausgewählter Forschungsarbeiten zur Deklaration von (Schwellenwerten für) Preisextrema erfolgt nunmehr eine literaturgestützte Auswahl diverser Transformationsvarianten zur Aufbereitung des hier zugrundeliegenden Preisdatensamples.

Die bereits thematisierte Abgrenzung von Ausreißern mittels der dreifachen Standardabweichung ausgehend vom Mittelwert gilt als gängiges Verfahren<sup>578</sup> zur Varianzstabilisierung, so dass selbiges in die Auswahl zu testender Transformationen inkludiert und fortan mit der Kurzbezeichnung *3sigma*<sup>579</sup> geführt wird. Ein weiteres gän-

---

<sup>577</sup> Vgl. stellvertretend FN 567 sowie zudem Mayer/Trück (2018); Huurman/Ravazzolo/Zhou (2012), S. 3794 und Berkowitz (2001), S. 466f.

<sup>578</sup> Vgl. etwa Weron (2006), S. 107; Cartea/Figueroa (2005), S. 6f. und Weron/Simonsen/Wilman (2004), S. 189.

<sup>579</sup> Alternativ können die Schwellenbereiche auf die zweifache Standardabweichung reduziert werden, um eine geringere Schwankungstoleranz innerhalb des Datensamples zu erzielen. Vgl. dazu Sandhu/Fang/Guan (2016), S. 451. Eine vergleichbare extremwertglättende, jedoch den Wertebereich stark verkleinernde Transformation bieten Günther/Fritsch (2010), S. 31 mit der „Logistikfunktion“. Ursprünglich beschränkte sich ihr Einsatz auf Analysen zur Wirkungsweise von neuronalen Netzwerken.

giges Rohpreise modifizierendes Verfahren stellt die partielle (und paritätische) Entfernung der wertmäßig höchsten bzw. niedrigsten Energiepreise<sup>580</sup> eines Datensatz dar. Hierzu wird die Separierung der Ausreißer auf drei Arten erfolgen. Bei der ersten Variante wird jeweils 1 % der wertmäßig höchsten und niedrigsten Strompreise ersatzlos aus dem Sample herausgenommen (*elim1*), im zweiten Ansatz (*elimx*) werden ausschließlich alle negativen Werte beseitigt und bei der dritten Modifikation (*elim5*) werden ähnlich der ersten Variante jeweils 5 % der Rohdaten gelöscht. Die gefilterten Werte werden bei allen drei Varianten ersatzlos aus dem Sample entfernt, so dass sich letzteres um die zu eliminierende Anzahl reduziert.

Des Weiteren kristallisierte sich der Einsatz von logarithmierten Werten<sup>581</sup> (mit der Basis 10) zur Erzielung eines robusten Modellrahmens im einschlägigen Forschungsstand heraus. Allerdings würde die Nicht-Negativitätsbedingung bei einfacher Anwendung des (natürlichen) Logarithmus auf negative Preise verletzt werden. Zur Einhaltung dieser Voraussetzung werden hierbei zwei abgewandelte Varianten ins Kalkül gezogen:

- 1) Wertumschreibung aller negativen Preise auf den niedrigsten, positiven Preis von 0,01 €/MWh (kurz: *logprice1*) mit anschließender Logarithmierung und
- 2) eine Addition von 0,01 €/MWh und dem Betrag des wertmäßig niedrigsten Preises auf sämtliche (positive und negative) Energiepreise des Samples (fortan: *logprice2*) mit anschließender Logarithmierung.

Bei ersterer Vorgehensweise besteht im Vergleich zur zweiten Variante eine deutlich höhere Gefahr, dass (Preis-)Informationen aufgrund der einheitlichen Transformation (negativer Werte) verloren gehen und dadurch Strompreise negativer Art mittels modellgestützter Ansätze nicht (präzise) antizipiert werden können.

Eine weitere Methode zur Varianzstabilisierung besteht in der Verwendung der Differenz zwischen zwei Preisen anstatt ihrer jeweiligen absoluten Höhe. Aufgrund des be-

---

<sup>580</sup> Janczura et al. (2013), S. 101 etwa exkludieren beidseitig und betragsmäßig sortiert in verschiedenen Ansätzen zum einen 5% aller Werte (jeweils 2,5%) und zum anderen 20% (je 10%).

<sup>581</sup> Vgl. stellvertretend für die klassische Verwendung logarithmierter Energiepreise Haldrup/Nielsen/Nielsen (2010), S. 1046 und Weron/Misiorek (2008), S. 748.

reits eruierten, stark positiv ausgeprägten (auto-)korrelativen Zusammenhangs zwischen dem aktuellen Strompreis und seinem Vortageswert sollte daher die erste Differenz<sup>582</sup> zwischen zwei Datenpunkten kalkuliert werden. Die unmittelbare Spanne zur selben Zeitstunde wird einerseits mit absoluten Preisen berechnet (nachfolgend: *dprice*), andererseits ergänzend mit den logarithmierten Werten zur Basis 10 (kurz: *dlogprice*) ermittelt. Bei letzterer Transformation erfolgt eine vorgelagerte Kalkulation der logarithmierten Spotpreise nach demselben Verfahren wie bei der Variante *logprice1*, woran sich dann die eben beschriebene Differenzwertbildung anschließt.

Neben einem Perspektivenwechsel von absoluten bzw. logarithmierten Preisen hin zu Delta-Werten kann ebenso die Bildung von Durchschnitten eine denkbare Alternative zur Bearbeitung von Rohdaten liefern. Hierbei wird das arithmetische Mittel mit Daten einer Zeitstunde über einen bestimmten, zurückliegenden Zeitraum berechnet. Anknüpfend an die Autoregressivität<sup>583</sup> von Strompreisen wird die Periode zur Mittelwertberechnung auf den heutigen und gestrigen Tag (fortan: *Meanpriceday*)<sup>584</sup> festgelegt und als ein weiterer zu analysierender Transformationsansatz ins Kalkül gezogen. In diesem Zusammenhang soll, ebenso mit Blick auf die starke Autokorrelation des Strompreises vor bis zu 7 Tagen zum aktuellen Preis, eine ganze Woche für eine Transformation (nachstehend: *Meanpriceweek*) der Zielgröße verwendet werden, so dass äquivalent das arithmetische Mittel hierbei aus den zurückliegenden sieben Tagen einer Zeitstunde bestimmt wird.

Bei finanzwirtschaftlichen Zeitreihen werden zur Prognose häufig logarithmierte Rendite aus Preisen gebildet, so dass selbiges Vorgehen<sup>585</sup> unter Verwendung logarithmierter Strompreise, die in Renditen (fortan: *return*) überführt werden, in das Portfolio aufgenommen wird. Die Berechnung der Renditen stellt auf die Nutzung von stetigen Preisänderungen ab, bevor sich im Nachgang ein Logarithmieren zur natürlichen Basis 10 anschließt. Bei negativen Differenzen zwischen dem aktuellem Wert und Vortageswert erfolgt eine Substitution der negativen Preisänderung durch die Zahl 1, um der

---

<sup>582</sup> Der Einsatz von Preisdifferenzen zwischen zwei Zeitpunkten zur Stabilisierung wird exemplarisch bei Fleten/Heggedal/Siddiqui (2010), S. 5 zur Anwendung gebracht.

<sup>583</sup> Festgestellt wurde eine signifikante Autokorrelation sowohl vom Vortageswert als auch vom Vorwochenwert zum aktuellen Preis, vgl. dazu Abb. 29 und 30 im Anhang.

<sup>584</sup> Abgeleitet aus Nowotarski/Weron (2016), S. 229 (hier zur Substitution fehlender Daten).

<sup>585</sup> Vgl. stellvertretend Mari (2006), S. 557 und Da Costa Lewis (2005), S. 37.

notwendigen Voraussetzung zur Kalkulation der (natürlichen) Logarithmen gerecht zu werden.

Sarkar (2000) stellt obendrein die sehr weitgehende Einsatzbarkeit von Box-Cox-Transformationen für abhängige Variablen in autoregressiven Modellen<sup>586</sup> heraus. Dabei sieht der ursprüngliche Ansatz ausschließlich eine Verwendung von nicht negativen<sup>587</sup> Daten vor. Eine Erweiterungsmöglichkeit stellen John und Draper (1980) vor, welche den Grundansatz modifizieren und nachfolgende, für alle Werte gültige Box-Cox-Transformationsvariante<sup>588</sup> entwickeln:

$$Y_{d,h}^{(\lambda)} = \begin{cases} \text{sign}(Y_{d,h})\{|Y_{d,h}| + 1\}^\lambda / \lambda; & \lambda \neq 0 \\ \text{sign}(Y_{d,h})\{\ln(|Y_{d,h}| + 1)\}; & \lambda = 0 \end{cases},$$

wobei  $Y_{d,h}$  hier und im Folgenden für den transformierten Preis an einem bestimmten Tag  $d$  zu einer bestimmten Zeitstunde  $h$  steht und  $\lambda$  den Glättungsparameter symbolisiert. Typische Werte<sup>589</sup> für  $\lambda$ , entnommen aus dem aktuellen Forschungsstand, stellen  $1/4$ ;  $1/3$ ;  $1/2$  sowie  $0$  dar, welche alle auf ihre Varianzstabilisierung bei Strompreisprognosen hin analysiert werden sollen und in entsprechender Reihenfolge fortan wie folgt bezeichnet werden: *boxcox025*, *boxcox033*, *boxcox05* und *boxcox0*.

Eine nächste, bisher noch wenig im wissenschaftlichen Diskurs thematisierte Methode zur Glättung von übermäßigen Volatilitäten bei Energiepreisprognosen geht auf Schneider (2011)<sup>590</sup> zurück und entspricht einer invertierten hyperbolischen Sinusfunktion (*asinh*). Die zur Gruppe der Areafunktionen gehörende Transformation kann uneingeschränkt auf alle positiven sowie negativen Werte angewendet werden und lässt sich auf folgende Weise<sup>591</sup> modellieren:

$$Y_{d,h} = \text{asinh}(Y_{d,h}) = \ln\left(Y_{d,h} + \sqrt{Y_{d,h}^2 + 1}\right).$$

<sup>586</sup> Vgl. Sarkar (2000), S. 370–372.

<sup>587</sup> Zur ursprünglichen Methodik vgl. Box/Cox (1964), S. 214–219.

<sup>588</sup> Vgl. John/Draper (1980), passim; mit würdigendem Bezug darauf Sakia (1992), S. 170.

<sup>589</sup> Vgl. Gonçalves/Meddahi (2011), S. 132–135 und Taylor (2017), S. 777.

<sup>590</sup> Vgl. Schneider, Stefan (2011), passim. Uniejewski/Weron/Ziel (2017), S. 3–5 greifen diese Behandlungstechnik auf und veranschaulichen am Beispiel von 12 börsengestützten Energiemärkten die Einsatzbarkeit. Im Fall des dänischen Marktes zeigt der umgekehrte Sinus hyperbolicus die besten Prognoseresultate. Für Erweiterungen dieser Transformation vgl. Ziel/Weron (2018), S. 399.

<sup>591</sup> Vgl. Arens et al. (2015), S. 119.

Insbesondere wertmäßig hohe Beträge werden mit dieser Transformation verhältnismäßig intensiver geglättet als niedrige Preise, was sich mit dem (typischen) logarithmischen Verlauf einer umgekehrten hyperbolischen Sinusfunktion begründet.

Abschließend werden die vorgeschlagenen zwei Methoden *poly* (polynomial) und *mlog* (mirror-log) von Uniejewski/Ziel/Weron (2017) samt deren für optimal erachteten Berechnungsparametern<sup>592</sup> ins Kalkül gezogen. Limitierungen hinsichtlich des Definitionsbereichs, vornehmlich bei negativen Preisen, liegen hier nicht vor. Erstere Modifikation basiert auf einem Polynom mit den zwei Glättungsvariablen  $c$  und  $\lambda$ . Kalkuliert werden die zu transformierenden Zielgrößen mittels des nachstehenden mathematischen Ausdrucks<sup>593</sup>:

$$Y_{d,h} = \operatorname{sgn}(Y_{d,h}) \left[ \left| |Y_{d,h}| + \left(\frac{c}{\lambda}\right)^{\frac{1}{\lambda-1}} \right|^{\lambda} - \left(\frac{c}{\lambda}\right)^{\frac{\lambda}{\lambda-1}} \right],$$

wobei die mit  $\lambda = 0,125$  und  $c = 0,05$  vorgeschlagenen Parameter übernommen werden, da sie u.a. auf Basis einer Analyse zum deutschen, börsengestützten Spotmarktes ermittelt wurden. Ebenfalls wird der von den Autoren bestimmte Wert für den Glättungsfaktor mit  $c = 1/3$  zur Berechnung der *mlog*-Transformation übernommen, welche sich wiederum nach folgender Formel<sup>594</sup> ableitet:

$$Y_{d,h} = \operatorname{sgn}(Y_{d,h}) \left[ \ln \left( |Y_{d,h}| + \frac{1}{c} \right) + \ln(c) \right].$$

Gleichermaßen, wie bei den reinen Logarithmus-basierenden Ansätzen, müsste der im Formelapparat (zweifach) integrierte natürliche Logarithmus bei Preisausreißern eine ausgeprägte volatilitätsdämpfende Wirkung zeigen.

Nach Zusammenstellung der zu untersuchenden Transformationen erfolgt anschließend eine kurze Betrachtung der wesentlichen statistischen Merkmale der hierdurch modifizierten Preisdaten. In Tabelle 7 werden dazu die charakteristischen Kennziffern

<sup>592</sup> Vgl. Uniejewski/Weron/Ziel (2017), S. 3 zur grundsätzlichen Idee der Transformationen.

<sup>593</sup> Vgl. ebd., S. 3. Dabei resultierte die betragsmäßige Festlegung der Werte für  $\lambda$  und  $c$  aus einer früheren Parameteroptimierungsstudie.

<sup>594</sup> Vgl. ebd., S. 3f.

deskriptiver Art aufgeführt. Erwartungsgemäß kann eine nahezu ausnahmslose Reduzierung der Maxima, Minima sowie Standardabweichungen verglichen mit dem originalen Sample (*raw*) festgestellt werden.

*Tab. 7: Beschreibende Statistik zu den Transformationen*

<b>Transformation</b>	<b>Mittelwert</b>	<b>Median</b>	<b>Minimum</b>	<b>Maximum</b>	<b>Std.abw.</b>	<b>Schiefe</b>	<b>Kurtosis</b>
<b>raw</b>	34,75	33,36	-221,99	210,00	15,60	-0,69	18,07
<b>3sigma</b>	31,63	31,03	-52,46	52,46	11,24	-0,88	3,28
<b>elim1</b>	34,85	33,36	-12,20	99,90	13,57	0,37	0,35
<b>elimx</b>	35,03	33,36	0,00	210,00	13,94	0,68	2,29
<b>elim5</b>	34,90	33,36	5,29	72,21	11,76	0,39	-0,21
<b>logprice1</b>	3,38	3,51	-4,61	5,35	0,96	-6,27	47,79
<b>logprice2</b>	5,55	5,54	-4,61	6,07	0,09	-50,35	4948,98
<b>dprice</b>	0,01	-0,49	-222,99	193,85	12,64	0,15	22,90
<b>dlogprice</b>	0,00	-0,01	-8,45	8,56	1,05	0,30	38,10
<b>meanpriceday</b>	34,75	33,48	-205,43	189,95	14,27	-0,40	14,47
<b>meanpriceweek</b>	34,76	33,69	-74,54	138,37	11,88	0,26	4,03
<b>return</b>	0,00	-0,01	-8,45	8,56	1,05	0,32	38,54
<b>boxcox025</b>	5,58	5,68	-11,46	11,25	1,35	-3,43	25,62
<b>boxcox033</b>	6,71	6,76	-0,08	15,19	1,44	-0,75	2,91
<b>boxcox05</b>	9,66	9,72	-27,87	27,05	2,85	-2,02	15,99
<b>boxcox0</b>	3,45	3,54	-5,41	5,35	0,72	-5,35	44,01
<b>asinh</b>	4,10	4,20	-6,10	6,04	0,82	-6,02	51,60
<b>poly</b>	0,42	0,43	-0,83	0,81	0,10	-3,29	23,58
<b>mlog</b>	2,43	2,49	-4,32	4,26	0,56	-3,90	28,78

Die tabellarische Übersicht zeigt typische deskriptive Größen der ausgewählten Transformationen. Zur Gegenüberstellung werden die entsprechenden Merkmale des unbearbeiteten Datensamples unter *raw* mit aufgeführt.

Weiterhin deutet die übermäßig negative, linkssteile Schiefe daraufhin, dass kurzfristig auftretende positive Ausschläge (zum Maximum gerichtete Preisschwankungen) mit weniger starken Auswirkungen auf die abhängige Variable am Folgetag einhergehen als bei negativen Ausschlägen<sup>595</sup>. Damit kehren Strompreisniveaus nach einem negativen Schock tendenziell später zu ihrem Mittelwert zurück. Zudem sind die vergleichsweise hohen Kurtosiswerte aller Modifikationen, welche ein Logarithmieren enthalten, als auffällig einzustufen. Entgegen dem Varianzstabilisierungsgedanken besitzen die transformierten Datensamples zu den Varianten *logprice2*, *asinh*, *logprice1* sowie *boxcox0* ein relativ hohes Potenzial für seltene, extreme Preisausschläge, deren (mögliches) Ausmaß mit Blick auf die Kurtosis der untransformierten Preisdatenreihe noch einmal verdeutlicht wird.

Die in Abschnitt 4.5 ermittelten, stundenbezogenen Modelle stellen die Basis zur Durchführung der Prognoseberechnungen dar. Substituiert wird lediglich die abhängige Variable einer bestimmten Zeitstunde jeweils durch einen der 18 per Transformation umgewandelten Preise im selben Zeitintervall. Jede Konversionsmethodik wird in allen 24 Regressionsmodellkonstellationen angewendet, so dass eine umfassende Gegenüberstellung der ausgewählten Transformationen gewährleistet werden kann. Der Vorhersagezeitraum erstreckt sich (wie in Kapitel 4) auf das Kalenderjahr 2016. Als Bewertungsindikator zur hierarchischen Abgrenzung der Transformationen dient der MAPE. Als zusätzliche Bewertungskennziffern werden der RMSE<sup>596</sup>, MAE sowie der Theilsche Ungleichheitskoeffizient<sup>597</sup> zur erweiterten Ergebnisbetrachtung ermittelt, welche aber aufgrund der mangelhaften Vergleichbarkeit zwischen den Varianten keinen Einfluss auf die (primäre) Rangfolgenbildung nehmen soll.

Zur Konzeptionierung der Varianzgleichung der einzelnen stundenbezogenen Preismodelle (im Schätzzeitraum) wurde zumeist ein (statistisch robuster) GARCH ohne

---

<sup>595</sup> Vgl. Huisman/Mahieu (2003), S. 430.

<sup>596</sup> Vgl. grundhaft zum (R)MSE Pflaumer/Hartung/Heine (2017), S. 212–215 und kritisch schlussfolgernd zur Einsetzbarkeit des Vergleichsmaßstabs Chatfield (1988), S. 518: „In my view the MSE results should not have been published at all“.

<sup>597</sup> Vgl. im Original Theil (1971), S. 28. Kern des Ungleichheitskoeffizienten ist der Vergleich der Vorhersage mit dem zugehörigen originären Wert. Das Prognosemaß nimmt im optimalen Fall den Wert null an. Nähert sich eine Prognose dem Wert eins oder übersteigt ihn sogar bedeutet das, dass eine naive Vorhersage (einfache, historische Wertfortschreibung) eher geeignet ist als der selbst gewählte Ansatz.

Varianzregressoren<sup>598</sup> eingesetzt. Dabei erschien die Vorhersagequalität der einzelnen GARCH-Ansätze innerhalb einer Zeitstunde laut den MAPE-Resultaten aus Kapitel 4.5 insgesamt recht ähnlich. Da das primäre Ziel in der Ermittlung adäquater Preisnormierungsmethoden besteht, wird pauschal für alle 24 Zeitreihen ein GARCH<sup>599</sup> ohne Varianzregressoren für die Konzeptionierung der bedingten Varianzgleichung zugrunde gelegt. Die anschließende Betrachtung der erzielten Ergebnisse im nächsten Teilabschnitt konzentriert sich auf eine Diskussion der (veränderten) Prognosequalität der 24 Modellansätze.

## 5.4 Resultate

### 5.4.1 Allgemeine Ergebnisauswertung

Mit der Berechnung von je 24 Prognoseresultaten mittels der Kennziffer MAPE werden für jede Transformation Verteilungsbereiche mit den jeweiligen Einzelresultaten zur Visualisierung der (mittleren) Vorhersagegenauigkeit generiert. Zuvorderst soll mit dieser Ergebnisaufbereitung die universelle Einsetzbarkeit für Energiepreisvorhersagen (auf Stundenbasis) einer jeden Transformationsmethode evaluiert werden. So könnten sich möglicherweise vereinzelte Varianten zum Antizipieren von Preisen zu bestimmten Tageszeiten eignen, aber zu systematisch falschen Kauf- oder Verkaufsentscheidungen von Börsenakteuren bei vollumfänglicher Nutzung des entsprechenden Modifikationsansatzes führen. Eine solche Einschränkung erschwert zudem die Entwicklung von kurzfristigen Maßnahmen und Strategien zum Umgang mit Marktpreisrisiken. Dahingehend wird in dieser Analyse eine Transformation favorisiert, welche im Mittel primär einen möglichst niedrigen MAPE verzeichnet und sekundär eine geringe Abweichung innerhalb ihres ermittelten Prognosefehlergüteintervalls aufzeigt. Erste Indizien zur Vorhersagequalität samt Bildung einer Vorabrangfolge können aus einer ersten Gegenüberstellung, der sich auf die arithmetisch gemittelten

---

<sup>598</sup> Vgl. Kap. 4.5.

<sup>599</sup> Berechnungen mit anderen GARCH-Varianten wurden durchgeführt, bei welchen schließlich keine signifikanten Ergebnisunterschiede festgestellt werden konnten. Als verhältnismäßig instabil hinsichtlich der Kalkulierbarkeit innerhalb eines Modells haben sich sämtliche GARCH-in-Mean-, EGARCH- und PARCH-Ansätze herauskristallisiert, so dass einige Transformationen keine validen Resultate über alle Zeitstunden hervorbrachten.

MAPE (über alle Zeitstunden) einer jeden Transformation bezieht, abgeleitet werden. Dabei werden zur Evaluierung sämtliche Varianten miteinander verglichen.

In der zugehörigen Auswertung in Tabelle 8 ist deutlich zu erkennen, dass *logprice2* (Nr. 7) alle weiteren regressionsbasierten Vorhersagen mit alternativen Transformationsansätzen hinsichtlich des Fehlerabweichungskriteriums dominiert. Eine annähernd ähnliche hohe statistische Güte gemessen am MAPE bieten *meanpriceweek* (Nr. 11) und *logprice1* (Nr. 6) und ordnen sich in dieser Aufzählung hinter der vorgenannten Transformation auf den Rängen zwei und drei ein.

Indes verdeutlichen die Resultate, dass *dprice*, *dlogprice* und *return* (Nr. 8, 9 und 12) zum einen sogar eine schlechtere Prognosequalität als die unbehandelte Datenreihe (*raw*, Nr. 1) aufzeigen und zum anderen die drei letzten Positionen in der Rangfolge einnehmen. Alle anderen Transformationen weisen dagegen genauere (durchschnittliche) Vorhersagen als *raw* auf und reduzieren damit vermehrt Unsicherheiten von Marktteilnehmern bei (künftigen) Marktpreisentwicklungen. Ferner erzielen zwar die den Datensatz verkürzenden Modifikationen *elimX* und *elim1* (Nr. 4 sowie 3) eben auch bessere Vorhersagewerte als *raw*, bleiben aber deutlich hinter den Erwartungen nach Meinungen des Literaturstands<sup>600</sup> zurück. Wiederum kann *elim5* (Nr. 5) dieser Erwartungshaltung nach Auswertung der mittleren MAPE-Werte gerecht werden und platziert sich auf Rang vier.

---

<sup>600</sup> Vgl. etwa für eine analoge Schlussfolgerung basierend auf einer umfassenden Fehlerbetrachtung Trück/Weron/Wolff (2007), S. 10 sowie Janczura et al. (2013), S. 108.

Tab. 8: Gegenüberstellung der mittleren MAPE-Resultate

	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	
1	x																			
2	0,79	x																		
3	0,61	0,78	x																	
4	0,32	0,40	0,52	x																
5	0,08	0,10	0,13	0,24	x															
6	0,05	0,07	0,09	0,17	0,70	x														
7	0,00	0,00	0,00	0,01	0,02	0,03	x													
8	1,60	2,02	2,60	5,00	20,44	29,12	907,20	x												
9	1,83	2,31	2,98	5,74	23,45	33,40	1040,47	1,15	x											
10	0,19	0,24	0,31	0,60	2,44	3,47	108,14	0,12	0,10	x										
11	0,03	0,03	0,04	0,08	0,33	0,47	14,49	0,02	0,01	0,13	x									
12	1,80	2,28	2,93	5,65	23,08	32,87	1023,99	1,13	0,98	9,47	70,67	x								
13	0,22	0,28	0,36	0,69	2,80	3,99	124,29	0,14	0,12	1,15	8,58	0,12	x							
14	0,24	0,30	0,39	0,76	3,09	4,40	137,16	0,15	0,13	1,27	9,47	0,13	1,10	x						
15	0,32	0,40	0,52	0,99	4,06	5,78	180,00	0,20	0,17	1,66	12,42	0,18	1,45	1,31	x					
16	0,15	0,20	0,25	0,49	1,98	2,82	87,98	0,10	0,08	0,81	6,07	0,09	0,71	0,64	0,49	x				
17	0,17	0,22	0,28	0,54	2,22	3,16	98,57	0,11	0,09	0,91	6,80	0,10	0,79	0,72	0,55	1,12	x			
18	0,30	0,38	0,49	0,94	3,85	5,49	170,94	0,19	0,16	1,58	11,80	0,17	1,38	1,25	0,95	1,94	1,73	x		
19	0,25	0,32	0,41	0,78	3,20	4,56	142,03	0,16	0,14	1,31	9,80	0,14	1,14	1,04	0,79	1,61	1,44	0,83	x	

In der Grafik werden die über alle Zeitstunden gemittelten MAPE-Resultate miteinander verglichen, indem der arithmetische Mittelwert der MAPE einer zu vergleichenden Modifikation (linke, vertikale Achse) durch den entsprechenden MAPE-Mittelwert einer anderen Transformation (obere, horizontale Achse) geteilt wird. Ein Wert von kleiner eins (von links nach rechts gelesen) bedeutet, dass die gegenübergestellte Modifikation (obere, horizontale Achse) schlechtere Prognoseergebnisse hervorbringt. Dagegen dominiert zweitere Modifikation (obere Achse) gegenüber der erst gewählten (linke, vertikale Achse) bei Werten von größer eins. Bei entgegengesetzter Leserichtung kehrt sich die Interpretationsweise in ebenso entgegengesetzte Richtung um. Folgende Symbolik wird hierbei eingesetzt: 1 raw, 2 3sigma, 3 elim1, 4 elimx, 5 elim5, 6 logprice1, 7 logprice2, 8 dprice, 9 dlogprice, 10 meanpriceday, 11 meanpriceweek, 12 return, 13boxcox025, 14 boxcox033, 15 boxcox05, 16 boxcox0, 17 asinh, 18 poly sowie 19 mlog.

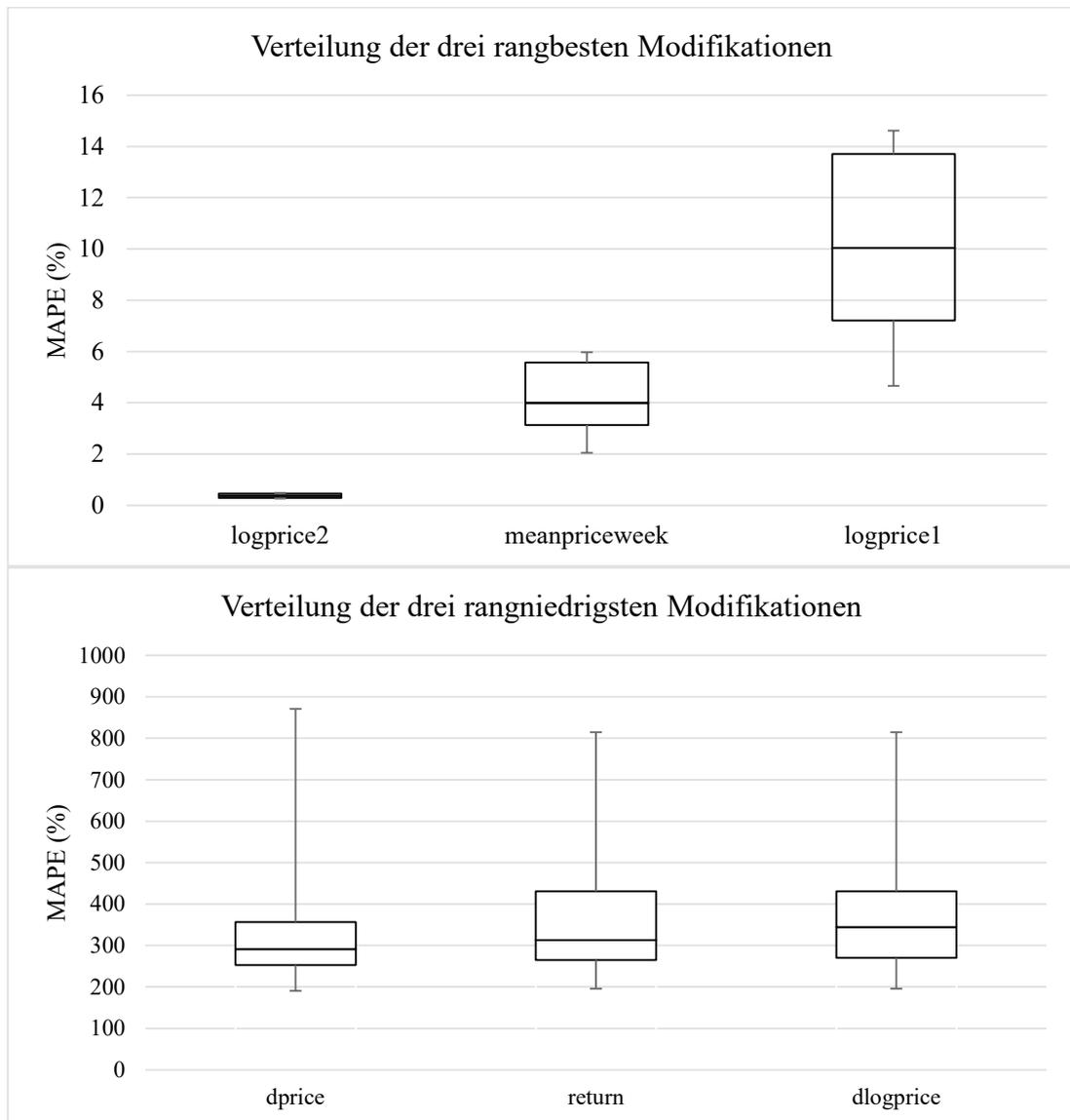
Auf Grundlage der durchgeführten Vorbetrachtung kann im zweiten Schritt die Verteilung der MAPE über alle Tagesstunden ausgewählter Modifikationen ins Kalkül gezogen werden. Die dazu aufbereiteten Prognoseresultate zu den drei rangbesten und -schlechtesten Ansätzen<sup>601</sup> werden anhand von Whisker-Box-Plots in Abbildung 17 veranschaulicht, wobei die Ordinate die MAPE-Ausdehnung zeigt. Dabei kennzeichnen jeweils die zwei kurzen, horizontalen Striche (oben und unten) den höchsten und niedrigsten MAPE (Maximum und Minimum) einer Transformation. Die Länge (Interquartilsabstand) des zwischen diesen beiden Extrema befindlichen Rechtecks, auch Box oder Kasten genannt, wird durch das erste (unten) und dritte Quartil (oben) der MAPE-Verteilung bestimmt. Die Linie innerhalb des Kastens markiert den Median, dessen Position die Schiefe der MAPE-Verteilung angibt. Je mittiger der Median und je geringer der Interquartilsabstand bzw. der Abstand zwischen Maximum und Minimum ausgeprägt ist, desto gleichmäßiger verteilen sich die MAPE über alle 24 zeitenbezogenen Modelle innerhalb einer Transformation.

Sowohl die geringste mittlere, prozentuale Prognosefehlerabweichung als auch die niedrigste Schwankungsbreite zwischen den 24 Werten kann eindeutig bei *logprice2* verzeichnet werden. Dabei befindet sich der Median auf einem Niveau von unter einem Prozent. Somit existieren im Mittel nur marginale Differenzen zwischen prognostizierten und tatsächlichen (transformierten) Strompreisen im zugrundeliegenden Vorhersagezeitraum 2016 über alle Tageszeitstunden. Eine Prognose unter Einsatz der Regressionsmodelle aus Abschnitt 4 in Kombination mit diesem Transformationsansatz könnte gemäß dem MAPE-Kriterium sehr häufig den korrekten bzw. annähernd tatsächlichen Strompreis bestimmen. Auch Ausreißer, welche die Position der Extrempunkte (höchster und niedrigster mittlere prozentualer Fehler) im Whisker-Box-Plot bestimmen, liegen vergleichsweise sehr nah an den Quartilen und am Median.

---

<sup>601</sup> Detaillierte Ergebnisübersichten zu allen Transformationen samt ihren einzelnen, statistischen Auswertungen befinden sich getrennt nach Zeitstunden im Anhang in den Tab. 50 bis 61.

Abb. 17: Schätzqualität der Transformationen



In den Whisker-Box-Plots wird die Verteilung der MAPEs der drei rangbesten (oben) und der drei rangschlechtesten (unten) Transformationen veranschaulicht. Die Verteilung der Minima, Maxima, Mediane sowie ersten und dritten Quartile resultiert aus den ermittelten Beobachtungen pro Zeitstunde (N=24).

Unter Anwendung der *logprice2*-Transformation wären Börsenakteure daher dem geringsten Modellrisiko<sup>602</sup> im Rahmen von Prognosen des Day-Ahead-Preises über alle Zeitstunden ausgesetzt. Damit einher geht die hier minimal mögliche Exposition ge-

<sup>602</sup> Vgl. Strohbücker (2011), S. 25; für eine ausführliche Darstellung zum Management von Modellrisiken Lhabitant (2000).

genüber Lieferpreis- oder Verkaufspreisrisiken bzw. Absatz- oder Beschaffungsrisiken<sup>603</sup> der Marktteilnehmer im Vergleich zur Anwendung der 17 anderen Transformationen.

Des Weiteren erweist sich die Integration negativer Preise<sup>604</sup> in die Berechnung zur Erzielung einer hohen Vorhersagequalität als zielführend, während ihre generelle Ausgrenzung, so bei der Modifikation *logprice1*, höhere Fehlabweichungen zum tatsächlichen Preis bewirkt. Dabei ordnet sich der Median ausgehend von den MAPE-Resultaten von *logprice1* bei etwa 10 % ein. Obwohl hierbei gleichermaßen logarithmierte Werte wie bei *logprice2* verwendet wurden, deuten die größeren Abstände zwischen den Quartilen bzw. Extrempunkten in Relation zur zweitplatzierten Modifikation (*meanpriceweek*) auf einen vergleichsweise heterogeneren Verteilungscharakter der MAPE hin. Zudem zeigen sich bei den MAPE des Ansatzes *meanpriceweek* eine geringere Differenz zwischen Median und dem ersten Quartil bzw. dritten Quantil sowie zwischen Median und dem Minimum bzw. Maximum. Eine Entscheidung zwischen beiden Ansätzen sollte schließlich zugunsten der *meanpriceweek*-Modifikation aufgrund der niedrigeren mittleren Fehlertoleranz getroffen werden.

Werden dagegen die MAPE-Verteilungen der drei abweichungsreichsten und varianzinstabilsten Methoden (unterer Teil in Abb. 17) fokussiert, offenbaren sich zum einen wesentlich höhere Abweichungen innerhalb einer jeden Transformation, zum anderen können zwischen den drei Abwandlungen vergleichsweise große statistische Unterschiede identifiziert werden. Alle drei Ansätze präsentieren höhere mittlere Fehlerabweichungen im Vergleich zur Strompreisprognostizierung ohne Transformation (*raw*)<sup>605</sup>, so dass deren Anwendbarkeit als fragwürdig eingestuft werden sollte. Der geringste MAPE der drei rangschlechtesten Transformationen beziffert sich dabei auf etwa 196% (*dlogprice*), was die generelle Aussage einer durchschnittlich hohen Fehlerabweichung unterstützt. Gleichmaßen bekräftigen die mittleren Fehlerdifferenzen

---

<sup>603</sup> Vgl. einführend zu einer Abgrenzung von Mengen- und Marktpreisrisiken, hier am Beispiel von Rohstoffen, Kühne (2010), S. 108–110. Im weiteren Sinne kann Energie, wie in klassischer Manier primäre und sekundäre Rohstoffe, als Grundstoff für einen Produktionsprozess verstanden werden, so dass die grundlegende Systematisierung kontemporär hier verwendet werden kann.

<sup>604</sup> Im Gegensatz zur Kalkulationsweise bei *logprice1* werden negative Strompreise weder durch einen Pauschalwert von 0,01 substituiert noch in ihrer ursprünglichen Höhe (siehe en detail Kap. 5.3 zur Methodologie) erfasst.

<sup>605</sup> Vgl. Resultate zur originären, stundenbasierten Preisschätzung in Kap. 4.5, Tab. 6.

in Form der Mediane (*dprice*: 291 %, *return*: 313 %, *dlogprice*: 344 %) die vergleichsweise sehr hohe Wahrscheinlichkeit, falsche Werte vorherzusagen. Prognosen zum Day-Ahead auf Basis der in Kapitel 4 entwickelten Regressionsansätze unter Einsatz einer der drei Modifikationen würden insgesamt von erheblichen statistischen Abweichungen behaftet sein und damit zu erhöhten spekulativen Marktpreisrisiken<sup>606</sup> führen. Hierbei bedeuten die hohen MAPE der Transformationen aber nicht, dass überhaupt keine Energiepreise (annähernd) korrekt prognostiziert werden können. Jedoch besteht eine vergleichsweise geringere Wahrscheinlichkeit für eine korrekte Strompreisprognose gegenüber einer Vorhersage, die unter Zuhilfenahme von einer der rangbesten Transformationen, durchgeführt wird.

Als zwischenzeitliches Fazit kann nach der durchgeführten empirischen Analyse festgehalten werden, dass eine potenzielle Exposition eines Börsenteilnehmers gegenüber einem Marktpreisrisiko maßgeblich von der Wahl der zugrunde gelegten Prognoseprozedur abhängt. Ungeachtet dessen bleibt zu konstatieren, dass die Ergebnisqualität stets von der zugrunde gelegten Tageszeit oder darüber hinaus dem generellen Zeitraum abhängt. Im Weiteren beeinflussen ebenfalls das zugrunde liegende Datenset bzw. Marktgebiet inklusive dessen Ausgestaltung des Spothandels<sup>607</sup> unter Nutzung desselben Forschungsdesigns etwaige Resultate. So müssen analoge Prognosekalkulationen mittels der hier untersuchten Transformationen für regional andere, börsen gestützten Märkten nicht zwangsläufig ähnliche oder gar gleiche Urteile hervorbringen. Derweil können Abweichungspotenziale bzw. methodische Fehlerquellen durch

---

<sup>606</sup> Neben reinen Verlustgefahren (Risiko im engeren Sinne), die unternehmerische Handlungen mit sich bringen, umfassen spekulative Risiken auch Chancen (Risiko im weiteren Sinne), die zu einer (Finanz-)Ergebnisverbesserung führen. Vgl. für eine definitorische Abgrenzung des Risikobegriffs, welche zwischen puren und spekulativen Ausprägungen unterscheidet Trieschmann/Hoyt/Sommer (2005), S. 4; ähnlich Hofmann/Bühler (2004), S. 162.

<sup>607</sup> Entgegen dem in Zentraleuropa manifestierten Day-Ahead-Auktionsdesigns mit einmaliger Bekanntgabe von Marktpreisen pro Handelstag, werden beispielsweise auf dem größeren der beiden australischen Stromgroßhandelsplätze (National Electricity Market) sogenannte Lieferpreise zur Bedienung der aktuellen Nachfrage im fünfminütigen bzw. halbstündigen Rhythmus verkündet. Handelsintervalle werden auf 30 Minuten terminiert, so dass die Kalkulation des Tagesspotpreises mit Hilfe des arithmetischen Mittels der 48 Zeiträume durchgeführt wird. Außerdem agiert selbige Börse auf fünf regionalen Märkten mit je eigenen Spothandelsaktivitäten systematisiert nach Bundesstaaten, welche nur zum Teil über Stromnetze miteinander verbunden sind. Vgl. dazu Australian Energy Market Operator (2010), S. 4–12; Ignatieva/Trück (2016), S. 417–419 und MacGill (2010), S. 3183f.

den Einsatz kontinuierlicher und hinreichend hochfrequenter als auch zeitlich umfangreicher Datensamples<sup>608</sup> reduziert werden, worauf die hier durchgeführte empirische Analyse stützt.

Schlussendlich verbleibt aber auch bei der bestmöglichen Variante eine residuale, wenn auch geringe Unsicherheit<sup>609</sup> (auf Basis der MAPE-Werte), da sich die notwendigen Transformationsschritte zur Bildung logarithmierter Werte aus negativen Marktpreisen nachweislich<sup>610</sup> auf die Vorhersageresultate auswirken. Dabei erfolgte die methodische Aufbereitung vor der Logarithmierung entweder durch Umwandlung aller negativen Preise auf den kleinstmöglichen positiven Day-Ahead-Preis von 0,01 €/MWh (*logprice1*) oder mittels Addition sämtlicher Preise<sup>611</sup> um den Betrag des wertmäßig geringsten Preises vermehrt um 0,01 €/MWh (*logprice2*). Bei letzterer Vorgehensweise besteht dabei stets die Gefahr, dass der Vorhersagezeitraum einen wertmäßig noch niedrigeren (negativen) Preis enthält und die zuvor vorgenommene betragsmäßige Verschiebung an nachgelagerten Zeitpunkten zu systematischen Schätz- und Prognosefehlern bzw. Verzerrungen (Bias<sup>612</sup>) führen kann. Eine zunehmende mengenmäßige, für Marktteilnehmer spontane Stromeinspeisung aus regenerativen Quellen, welche als Inputfaktor wesentlichen Einfluss auf die Regression nimmt, würde diesen Effekt wahrscheinlich noch verstärken.

Zudem wird der MAPE mithilfe der relativen Abweichung zwischen tatsächlichen und prognostizierten Preisen (bezogen auf den tatsächlichen Preis) berechnet, so dass etwa im Fall von logarithmierten Daten naturgemäß niedrigere Abweichungen<sup>613</sup> identifiziert werden. Daher muss im Anschluss zum methodischen Vorgehen stets auch bei Präferenz anderer Transformationen, für eine Gegenüberstellung prognostizierter und

---

<sup>608</sup> Vgl. Armstrong (2001), S. 220f.

<sup>609</sup> Weiterhin bilden spontane (extreme) Wettererscheinungen, ungeplante (Grundlast-)Kraftwerk- sowie Netzausfälle und atypisches Verbraucherverhalten unmittelbare, nicht prognostizierbare Faktoren, welche analytische Vorhersagemodelle (in der Regel) nicht erfassen. Vgl. dazu grundlegend Borgmann (2004), S. 114–117.

<sup>610</sup> Vgl. für Prognoseresultate von unbehandelten und mittels Logarithmierung transformierter Datenreihen Nowotarski et al. (2014), S. 411 und Weron/Misiorek (2008), S. 754f.

<sup>611</sup> Die Vorgehensweise schließt sowohl positive als auch negative Preise ein.

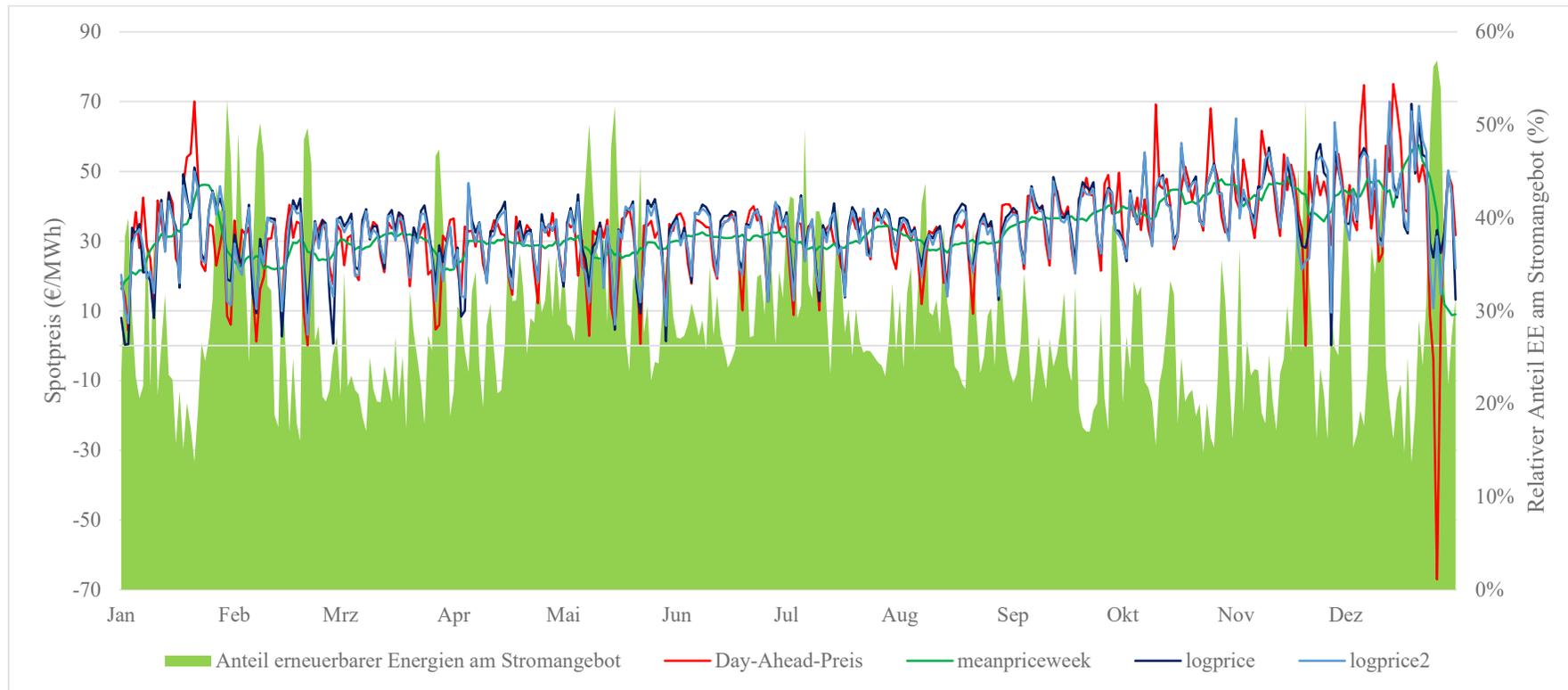
<sup>612</sup> Vgl. für eine begriffliche Einordnung Schira (2016), S. 428; auch Sibbertsen/Lehne (2012), S. 328 sowie zum (denkbaren) Auftreten von Bias im Kontext von Varianzstabilisierungsmethoden Fengler (2005), S. 97–112 und Meucci (2009), S. 174–209.

<sup>613</sup> Vgl. etwa kritisch McNown (1986), S. 377: „Converting to percentage errors (MAPE) can be helpful, but one must be cautious to determine if the base used in the calculation is the level of the series [...]“.

tatsächlicher Preise die zugehörigen Umkehroperationen der jeweiligen Transformationen vorgenommen werden. Eine Umrechnung erscheint insofern obligatorisch zur Erzielung verwertbarer Ergebnisse, da ansonsten eine vorausgegangene Konversion mit der Gefahr von Interpretations- und Vergleichbarkeitsschwierigkeiten einhergeht.

Zur beispielhaften Verdeutlichung der (realen) Prognosefähigkeit der drei präferierten Modifikationsansätze werden die darauf basierenden, prognostizierten Wertereihen grafisch mit dem tatsächlichen Verlauf des Day-Ahead-Preises jeweils in der 8. Zeitstunde für den Zeitraum 2016 (siehe Abb. 18) verglichen. Einerseits bestätigt sich augenscheinlich die höchste Übereinstimmung der Modifikation *logprice2* mit dem Marktpreisniveau, insbesondere bei der Abbildung saisonaler Differenzen, andererseits sind permanente (kleinere) Abweichungen zur wirklichen Preisentwicklung aufgrund einerseits von Unsicherheiten der Börsenakteure und andererseits des Einflusses logarithmischer Datenglättung feststellbar. Dabei verringern sich die Abstände umso mehr, je näher sich originäre und geschätzte Marktpreise um den langfristigen Mittelwert (*Mean Reversion*) bewegen. Mit geringfügig größeren Abweichungen zum Day-Ahead-Preis, welche vornehmlich bei größeren Preisschlägen identifiziert werden können, ist die Zeitreihe mit der zweiten logarithmischen Transformation (*logprice1*) behaftet. Die festgestellten optischen Qualitätsunterschiede zwischen beiden Modifikationsansätzen spiegeln sich bereits in Form der MAPE-Ergebnisse wider.

Abb. 18: Strompreisentwicklung der 8. Zeitstunde 2016<sup>614</sup>



Das Diagramm stellt exemplarisch den preislichen Verlauf des Day-Ahead-Preises samt den Preiskurven der drei bestmöglichen Transformationen für die 8. Zeitstunde im Prognosezeitfenster 2016 im Vergleich zur Einspeisung erneuerbarer Energien dar. Zur besseren Vergleichbarkeit erfolgten für die prognostizierten Preise von *log-price* und *logprice2* Umkehrrechnungen auf nicht logarithmierte Preise. Insgesamt können bei letztgenannten wesentliche Verbesserungen gegenüber der Schätzung ohne methodische Adjustierungen (siehe Abbildung 16) festgestellt werden.

<sup>614</sup> Quelle: Eigene Darstellung, Daten entnommen von Agora Energiewende und EPEX Spot.

Eine dagegen sehr ausgeglichene, unelastische, häufig um den Mittelwert verlaufende Preiskurve kann bei *meanpriceweek* verzeichnet werden. Diese Transformation antizipiert fast ausnahmslos keine wöchentlichen Ausreißer, insbesondere in den Sommermonaten. Außerdem werden wöchentliche Volatilitäten nur geringfügig im Kurvenverlauf wiedergegeben. Damit stellt sich die Frage, ob sich der Einsatzbereich von *meanpriceweek* weniger im Aufzeigen tagaktueller bzw. wochenbezogener Prognosen als vielmehr im Erfassen von monatlichen oder saisonalen Tendenzen befindet. Trotz der lokalisierten, guten MAPE-Verteilung im 24 h Untersuchungshorizont würden Börsenakteure mit der Transformation zum Teil erheblichen Marktpreisrisiken ausgesetzt sein, weil das zugrunde gelegte Entscheidungskalkül des MAPE an dieser Stelle keine zweifelsfreien Ergebnisse<sup>615</sup> hervorbringt.

Die Mehrheit aller ad hoc auftretenden, sowohl positiven als auch negativen Preisspitzen wird von keiner Transformationsvariante hinreichend genau abgebildet oder nur mit zeitlichem Verzug bei wiederholten, analogen Erscheinungen. Mit Blick auf den prognostizierten, zahlenmäßigen Anstieg negativer Marktpreiserscheinungen<sup>616</sup> erweist sich ihre schwierige regressionsbasierte Vorhersehbarkeit als zunehmend relevantes Manko. Dennoch bestand anfangs die Intention der hier thematisierten Regressionsansätze in Verbindung mit einer Varianz stabilisierenden Transformation vorrangig in der Erhebung stündlicher Marktpreisvorhersagen, die eine entscheidungsunterstützende Funktion besitzen und Unsicherheiten für Marktteilnehmer an Strombörsen verringern.

Zusammenfassend hat die quantitative Analyse gezeigt, dass das aus dem aktuellen Forschungsstand ergründete Spektrum an Transformationsansätzen einen sehr unterschiedlichen Einfluss auf die Prognosequalität von Day-Ahead-Preisen nimmt. Während Differenzoperatoren und renditebasierte Modifikationen unzureichende Vorhersageergebnisse aufzeigten, erwiesen sich auf Logarithmen basierende Methoden als am präzisesten. Indes stellte die Mittelwertbildung auf Wochenbasis eine zusätzliche Alternative dar (zur Ableitung des mittleren Preisniveaus). Dennoch verdeutlichte eine

---

<sup>615</sup> Vgl. für eine alternative Vergleichsmethodik – das bisher vergleichsweise selten im aktuellen Forschungsstand angewendete Model Confidence Set – zur Evaluierung von Prognosemodellen Hansen/Lunde/Nason (2011).

<sup>616</sup> Vgl. dazu Kapitel 7.3.1.

ex post vorgenommene grafische Untersuchung charakteristische Problemfelder bei der jeweiligen Nutzung der drei auserkorenen varianzstabilisierenden Ansätze, insbesondere bei der Abbildung von extremen Preisausschlägen. Nicht zuletzt gehen letztere Erscheinungen mit (residualen) Marktpreisrisiken einher, obgleich deren Existenz nicht per se als negativ<sup>617</sup> anzusehen ist, da das Stromportfolio eines Marktakteurs grundsätzlich auch positive Wertänderungen erfahren kann. Dabei sollten aber an Vorhersagen anknüpfende operative und strategische Handlungsaktivitäten<sup>618</sup> von Marktteilnehmern stets in Abhängigkeit ihrer individuellen Risikoneigung sowie der Eintrittswahrscheinlichkeit eines Energiepreisrisikos<sup>619</sup> samt der potenziellen Schadenshöhe durchgeführt werden. In jedem Fall müssen Börsenakteure aufgrund ihrer Risikoexposition beim Stromhandel finanzielle Auffangreserven in Form von Risikokapital bereithalten, welches wiederum umso geringer zur Verfügung stehen muss, je geringer die eingegangenen potenziellen Verlustgefahren etwa durch verbesserte Preisprognosen sind. Der gesunkene Betrag an vorzuhaltendem Risikokapital kann so etwa anderweitig für Investitionen eingesetzt werden. Ohnehin investieren Betreiber von konventionellen Kraftwerken, die am börsengestützten Stromhandel teilnehmen, aufgrund von geringen Gewinnmargen immer weniger in den Neubau- oder Umbau ihrer Anlagen<sup>620</sup>, was auf den Merit Order-Effekt zurückzuführen ist.

#### 5.4.2 Erweiterte Ergebnisbetrachtung

Während die ermittelten Transformationsansätze Prognosefehler gegenüber unbehandelten Datensamples teils erheblich verringern oder gar auf ein statistisches Minimum laut den MAPE-Werten reduzieren, so bilden einige von ihnen die in der Arbeit mehrmals aufgegriffenen negativen Strompreise im Prognosemodell unzureichend ab. Indem bei letztgenannten Modifikationen nichtpositive Werte eliminiert oder durch positive Preise ersetzt werden, erzielen sie in manchen Fällen gemäß dem gewählten

---

<sup>617</sup> Vgl. Rudolph/Schäfer (2010), S. 194 und McNeil/Frey/Embrechts (2015), S. 3f.

<sup>618</sup> Üblicherweise kommen zum Transfer von Marktpreisrisiken Derivate zum Einsatz, in denen sich die Chancen-Risiko-Erwartungen der Kontraheure reflektieren. Vgl. grundhaft zum Kalkül von Termininstrumenten Wolke (2016), S. 101–119; zu energiebezogenen und -nahen Termininstrumenten Braun (2010), S. 185–195; auch Heyer (2013), S. 50–52.

<sup>619</sup> Vgl. Kühne (2010), S. 118–122.

<sup>620</sup> Vgl. ausführlich O’Sullivan/Edler/Lehr (2019), S. 27–34; kritisch dazu Benhmad/Percebois (2018), S. 321f.

Fehlerkriterium (MAPE) vergleichsweise bessere Vorhersageergebnisse, können aber gleichzeitig bei deren Verwendung von Börsenakteuren zu kurzfristigen Ertragsminderungen aus Stromverkäufen bis hin zur (zusätzlichen) Gefährdung langfristiger finanzieller (Unternehmens-)Ziele führen. Gleichmaßen könnten so Chancen (als positive Zielverfehlung<sup>621</sup>) auf Nachfragerseite nicht wahrgenommen werden, da eine Transaktion in Negativpreiszeiten neben der physischen Stromlieferung, auch mit einer Zahlung an den Nachfrager<sup>622</sup> einhergeht.

Primär gehören dieser Kategorie von Transformationen, deren Einsetzbarkeit für negative Preise nicht oder unzulänglich geeignet ist, Ansätze mit integraler Logarithmusoperation an, wozu *logprice1*, *logprice2*, *dlogprice* und *return* zählen. Ausnahmen bilden hierbei *asinh* und *mlog*, bei denen ebenfalls logarithmiert wird, aber dennoch Werte beider mathematischer Vorzeichen eingesetzt werden können, was auf die adjustierte Berechnungsweise (gegenüber einer einfachen Logarithmierung) zurückgeht. Gleichmaßen adressieren die Daten substituierender bzw. Datensatz verkürzender (*3sigma*, *elim1*, *elimX* und *elim5*) Transformationen diese Problematik nur partiell oder überhaupt nicht. Alle anderen Ansätze gestatten den Einsatz des gesamten Datensamples der Schätz- und Prognoseperiode, ohne dass (einige) negative Preise vor der eigentlichen Transformation aussortiert oder in positive Werte umgewandelt werden.

Der sich hier anschließende Vergleich zwischen diesen Transformationen, die sich für Datensamples mit und ohne negative Preise eignen, erfolgt mit Hilfe der Messindikatoren RMSE und MAE, wobei jeweils die absoluten Fehlerdifferenzbeträge der einzelnen Transformationen gegenüber dem jeweils besten Fehlerwert (mean deviation from the best model, kurz: m.d.f.b.) einer Zeitstunde ermittelt und dann arithmetisch gewichtet<sup>623</sup> werden:

$$m. d. f. b. = \frac{1}{h} \sum_{h=1}^H (E_{i,h} - E_{bestes\ Modell,h}),$$

<sup>621</sup> Vgl. Horsch/Schulte (2016), S. 15.

<sup>622</sup> Vgl. dazu ausführlich Kap. 7.1.

<sup>623</sup> Vgl. Weron/Misiorek (2008), S. 754 zur grundsätzlichen Methodik.

wobei  $h$  die Tageszeitstunden (1 bis 24) und  $E$  den Fehlerparameter für die Modifikation  $i$  symbolisieren. Hiernach schließt sich, wie bei der originären Analyse der Prognosequalität aller Transformationen, die Bildung einer (neuen) Rangfolge – beginnend mit dem geringsten Fehlerpotenzial – zur Identifikation adäquater Ansätze an.

Zunächst kristallisiert sich bei der Untersuchung des geringsten individuellen Fehlerparameters die Modifikation *poly* über alle Tageszeitstunden beider Fehlermessgrößen als Referenz ( $E_{\text{bestes Modell},h}$ ) heraus. Dies deutet auf eine sehr homogene Fehlerverteilung dieser Modifikation innerhalb des zugrundeliegenden 24 Stunden Zeitraums hin. Damit rangiert *poly* von vornherein und wider Erwarten bei dieser Betrachtung an vorderster Stelle. So demonstrierte weiterhin in der gesamtheitlichen Ergebnisauswertung die Modifikation *meanpriceweek* den zweitniedrigsten MAPE, was sich auch hier folgerichtig hätte widerspiegeln können. Stattdessen nimmt diese Transformation nun den siebten Platz bei der Gegenüberstellung der Fehleranfälligkeit ein. Die nachstehende Übersicht (siehe Tab. 9) legt die Resultate von *meanpriceweek* sowie allen weiteren Ansätzen dar.

Tab. 9: Vergleich von Transformationen für positive und negative Strompreise

Transformation	Ø dRMSE	Ø dMAE	Rang n. RMSE	Rang n. MAE	MAPE
raw	113,51	139,77	10	10	212,81
dprice	122,32	149,49	11	11	339,78
meanpriceday	63,40	76,76	9	9	40,50
meanpriceweek	22,99	26,27	7	7	5,43
boxcox025	12,28	12,03	6	5	46,55
boxcox033	11,46	14,17	5	6	51,37
boxcox05	23,81	26,66	8	8	67,42
boxcox0	6,93	5,51	3	3	32,95
asinh	8,37	6,13	4	4	36,92
poly	0,00	0,00	1	1	64,02
mlog	4,71	4,42	2	2	53,19

In der tabellarischen Darstellung werden die arithmetisch-gewichteten Differenzbeträge des RMSE und MAE zum gleichen Fehlermaßstab der jeweils besten Transformation aufgezeigt. Auf Basis der Fehlermessindikatoren werden die Rangzahlen bestimmt. Zum Vergleich wird der gemittelte MAPE aus Kap. 5.4.1 in der letzten Spalte aufgeführt.

Neben *poly* sollten auch *mlog* und *boxcox0* für Prognosekalkulationen mit negativen Day-Ahead-Preisen ins Kalkül gezogen werden, obwohl jedoch andere Transformationen niedrigere MAPE-Werte (bspw. *meanpriceweek*, mit Einschränkung *asinh* und

*meanpriceday*) aufweisen. Die entstehenden Unterschiede können auf den Einsatz von absoluten anstatt relativer Fehlermessgrößen zurückgeführt werden. Dahingehend kann *boxcox0* als eine Kompromisslösung im Hinblick auf die drei Bewertungskennziffern RMSE, MAE und MAPE angesehen werden.

Insgesamt zeigen die Resultate erneut, dass die Mehrzahl an Transformationen gegenüber der Rohdatenverwendung (*raw*) eine varianzstabilisierende, also Prognoseabweichungen reduzierende Wirkung auf die zugrundeliegenden Regressionsansätze besitzt. Daneben verdeutlicht diese gesonderte Analyse, dass nichtpositive Werteausprägungen des zu Rate gezogenen Datensatzes die Auswahl an Modifikationen limitieren und daher nicht zwangsläufig die vermeintlich beste Transformation zur Generierung geringstmöglicher Abweichungen bei Prognosen von Spotstrompreisen eingesetzt werden sollte. Ungeachtet dessen ist aber in einer Welt fundamentaler Unsicherheit, auch bei dem reduzierten Ensemble an Zielgrößenmodifikationen infolge der bewussten, methodischen Behandlung negativer Preise, der Gebrauch von Transformationsansätzen gegenüber der Beibehaltung von Rohdaten zu präferieren.

## **5.5 Zusammenfassung und Ausblick**

Das fünfte Kapitel befasste sich mit Rohdaten transformierenden Ansätzen als Grundlage zur regressionsgestützten Erstellung von (homogenen) Strompreisprognosen auf dem deutschen Spotmarkt. Motiviert wird die Problemstellung anhand der vorausgegangenen gemessen am MAPE unzulänglichen und zwischen den Ansätzen variierenden Vorhersagequalität der konzipierten, regressionsbasierten Modelle aus Kapitel 4. Deren (in der Realität unausweichlichen) Unvollkommenheit trägt maßgeblich zum Anstieg von Marktpreisrisiken bei, denen gegenüber Marktakteure exponiert sind. Gerade bei kurzfristig auftretenden intensiven Preisanstiegen oder -senkungen wurden ex post teils immense Abweichungen zwischen dem prognostizierten und tatsächlichen Preisverlauf sichtbar, wobei auch unmittelbar nachfolgende Zeitperioden davon (potenziell) betroffen waren und sich damit die Schätzqualität der Modelle ohne Zielvariablentransformation verringerte.

Zur grundlegenden Beantwortung der Frage nach der Identifikation von extremen Preisniveaus und deren Behandlung wurden zunächst verschiedentliche Beiträge aus

dem Schrifttum herangezogen. Das eruierte heterogene Meinungsbild über deren wertmäßige Höhe und Anzahl eröffnete die sich anschließende, literaturgestützte Diskussion zum methodischen Vorgehen bei Preisschwankungen (durch Ausreißer) im Kontext von Vorhersagen. In die Methodologie wurden daraufhin 18 Transformationen einbezogen, welche im Rahmen einer empirischen Untersuchung auf ihre Prognosefähigkeit für geschlossene Kassaengagements der EPEX (mit physischer Erfüllung am Folgetag – Day-Ahead) in 2016 (Evaluierungszeitraum) hin getestet wurden. Dafür bildeten die in Kapitel 4 ermittelten Regressionsansätze einer jeden Zeitstunde die Berechnungsgrundlage für die modifizierten Preisdaten.

Aus den empirischen Analysen konnten zunächst mehrere gegenüber einem unbehandelten Datensample adäquatere Modifikationen identifiziert werden, wobei drei als besonders geeignet eingestuft wurden. Dennoch offenbarte ein anschließender grafischer Vergleich der prognostizierten Preiskurven mit dem tatsächlichen Verlauf residuale Verbesserungspotenziale, obwohl das (vielfach im Forschungsstand) zugrunde gelegte Fehlerkriterium (MAPE) eine hohe Übereinstimmung zwischen prognostizierten und tatsächlichen Spotpreisen bescheinigte. Gleichzeitig illustrieren die Resultate der drei am MAPE gemessenen rangschlechtesten Transformationen das systematische Verzerrungspotenzial von Vorhersagen durch Modifikationen an der zu erklärenden Größe. Infolge dieser unzureichenden Abbildung der charakteristischen Merkmale von Energiepreisen in Prognosen können letztlich auf deren Basis (beträchtliche) Fehlentscheidungen<sup>624</sup> von Marktteilnehmern getroffen werden, die finanzwirtschaftliche Zielstellungen (akut) gefährden. Darüber hinaus reduzierte sich die Quantität einsetzbarer Modifikationen bei expliziter Fokussierung von negativen Energiegroßhandelspreisen, die nachweislich eine zunehmende mengenmäßige Präsenz im deutschen Marktgebiet demonstrieren. Mithin veränderte sich die Vorteilhaftigkeit, so dass für die Vorhersage negativer Preise nunmehr andere Transformationen gegenüber der ersten Ergebnisbetrachtung zu präferieren waren.

Schließlich sollte daher zu weiterem Forschungsvorhaben bei Transformationsansätzen für Strompreisprognosen an Energiebörsen angeregt werden, die sowohl sämtliche stilistische Eigenschaften von elektrischer Energie noch präziser darstellen als auch

---

<sup>624</sup> Vgl. grundhaft Tsay (2005), S. 558f.

die universelle Einsatzbarkeit, d.h. für positive und negative Strompreise, gewährleisten. Außerdem verkörpern die Resultate der durchgeführten, empirischen Analyse eine Momentaufnahme des im Untersuchungszeitraum gültigen Spothandelsdesigns. Infolge von wesentlichen Änderungen an dessen (institutionellen) Ausgestaltung könnten die vorgestellten Transformationsansätze in Kombination mit den ermittelten Regressionsmodellen (aus Abschnitt 4) in ihrer Bedeutung zurücktreten und sich deren Verwendbarkeit zugunsten von anderen als der hier untersuchten Ansätze einschränken oder gar nicht mehr gegeben sein. Des Weiteren existiert mit Blick auf die Stabilisierung der Daten, die in die Prognose einfließen, Forschungsbedarf beim Antizipieren des (volatilen) Einspeisungsverhaltens<sup>625</sup> erneuerbarer Energien. In diesem Zusammenhang könnte auch eine noch transparentere, mit zeitlich kürzerer Verzugszeit behaftete Bereitstellung von Daten für Marktteilnehmer die Verwendung von energiebezogenen Vergangenheitsdaten obsolet erscheinen lassen und eine Substitution durch Prognosedaten begünstigen, was sich in der Reduzierung von Informationsasymmetrien<sup>626</sup> und Unsicherheit äußert.

Subsumierend wird aus den Ergebnissen zur statistischen Güte aus den Kapiteln 4 und 5 deutlich, dass aktuelle und künftige Preisentwicklungen inklusive deren (nicht) antizipierbaren Volatilitätsmustern aufgrund von rein merklichen Parametern nur partiell erklärbar<sup>627</sup> sind. Ein denkbarer weiterführender Grund für die ermittelten Unterschiede zwischen prognostizierten und tatsächlichen Day-Ahead-Preise findet sich in der asymmetrischen Wissensverteilung unter den Marktteilnehmern, welche sich in quantitativer Ausprägung nicht in den bisherigen Ansätzen widerspiegelt. Auf dem untersuchten Spotmarkt mit angenommener halbstrenger Informationseffizienz<sup>628</sup> agieren neben (wenigen) Börsenakteuren mit (umfassendem) Insiderwissen<sup>629</sup> zu (ad

---

<sup>625</sup> Zu einem ähnlichen Fazit für Windenergieprognosen gelangen nach Auswertung des aktuellen Literaturstandes bereits zu ihrer Zeit Costa et al. (2008), S. 1740.

<sup>626</sup> Vgl. von der Fehr (2013), S. 6.

<sup>627</sup> So auch subsumierend Fujimori et al. (2016), S. 300: „Although this study clarifies the areas that require improvement, the factors and reasons for the high discrepancies between the simulation and statistical observations remain unclear if we only observe error indicators such as MAPE. To explore reasons and possible solutions for these observations, we have to consider the causal connection between the variables [...]“. Demgegenüber plädieren Armstrong/Green/Graefe (2015), S. 1718, für die Nutzung einfacher, etablierter Methoden und Kennziffern zur Erstellung von Vorhersagen, um einer Verschleierung von Informationen durch (komplexe) Adjustierungen und Approximationen entgegen zu wirken.

<sup>628</sup> Vgl. Kap. 3.2.

<sup>629</sup> Vgl. Breuer/Gürtler/Schuhmacher (2006), S. 258.

hoc) bereitgestellten Kraftwerkskapazitäten fossiler und regenerativer Art, welches aber noch nicht in aktuellen Preisbewegungen wieder zu finden ist, auch Teilnehmer mit vergleichsweise schlechterem Informationsstand und sogar vermeintlich Unwissende<sup>630</sup>. Spekulatives Verhalten von risikofreudigen, institutionellen Großhändlern, begünstigt durch den geringen zeitlichen Unterschied zwischen der Veröffentlichung von Energieerzeugungs- bzw. -verbrauchsinformationen und Auktionszeitpunkt, kann ebenfalls Einfluss auf das Zustandekommen von Spotpreisen nehmen, was ebenso in den dargestellten Regressionen nicht erfasst werden kann.

Doch neben individuellen Einflussfaktoren, die ein bestimmtes Verhalten von Marktteilnehmern herbeiführen, das sich letztlich im Marktpreis am Handelsplatz niederschlägt, können auch Signale von institutioneller Ebene<sup>631</sup> in Form von Regeländerungen auf deren Handlungsweisen einwirken. Anknüpfend an die bisherigen Herangehensweisen sollte in Ergänzung eine übergeordnete Betrachtung zur Wirkung von Ankündigungen institutioneller Neuerungen und Änderungen samt deren Veröffentlichung<sup>632</sup> auf Marktpreise<sup>633</sup> erfolgen, um weiterführende Erkenntnisse zur Sensitivität von Marktpreisen zu generieren. Während bspw. im finanzwirtschaftlichen Umfeld<sup>634</sup>

---

<sup>630</sup> Das Fehlen von marktrelevantem Wissen inkludiert hierbei nicht das Verständnis über die Funktionsweise des Day-Ahead-Marktes, welches zum Erhalt einer Börsenlizenz erworben werden muss.

<sup>631</sup> Das begriffliche Verständnis wird hierbei und nachfolgend auf beide abstrakte Ausprägungen von Institutionen – als Regelsysteme und Handlungsprozesse – nach Schneider (2001), S. 451f. ausgedehnt. Vgl. weiterführend zur veränderten Begriffsabgrenzung von Institutionen im Literaturstand Rutherford (2001), S. 188–190.

<sup>632</sup> Vgl. grundlegend zur Informationsverarbeitung auf (effizienten) Märkten Alexander (1998), S. 97f.

<sup>633</sup> Vgl. konstatierend Aristeidis/Elias (2018), S. 264f.: „On domestic and international levels, organizations and institutions should effectively plan the financial architecture. Strictly tying implied policy to regulation is most likely to reduce the volatile periods [...]”.

<sup>634</sup> Vgl. beispielhaft Kleinow et al. (2014), S. 1587–1590 und 1593–1596, welche den gegenwärtigen Forschungsstand zum Einfluss von (angekündigter) Systemrelevanz auf den Marktwert von Finanzinstituten mit Hilfe von Ereignisstudien aufarbeiten und selbst wertvolle Erkenntnisse zur Thematik präsentieren. Bereits Schwert (1981a) und McQueen/Roley (1993) untersuchten den Einfluss makroökonomischer Kennzahlen auf Aktienpreise. Dabei lag der Fokus insbesondere auf deren Sensitivitätsmessung in verschiedenen Konjunkturzyklen. Eine kritische Darlegung zur Informationsverarbeitung in Devisenkursen liefert Streissler (1998), der zur Vorsicht bei der Nutzung ökonomischer Ansätze mahnt und alternativ, um Marktreaktionen erklären zu können, zur Verwendung von theoriebasierten Fundamentalansätzen rät. Vgl. weiterhin ausführlich Mollemans (2003), S. 5–23 und Hundt (2015), S. 269–299 (Anhang), die den aktuellen Literaturstand zur Messung des Informationsgehalts von Ratingänderungen mit Hilfe von Ereignisstudien demonstrieren sowie Hundt/Horsch (2012), S. 144 für einen Überblick zu konzeptionellen Studien über Fusionen von Kreditinstituten. Für eine der Pionierarbeiten auf dem Gebiet der Analyse von Informationsverarbeitung durch Marktteilnehmer (am Beispiel des Aktienmarktes) vgl. Fama et al. (1969); mit würdigem Bezug darauf Binder (1998), S. 111: „An often heard statement in economics and finance is that any article which is cited ten or more times a year for ten years is a classic. Even by this

umfassende Forschungsarbeiten in verschiedenlichsten Teilbereichen<sup>635</sup> existieren, finden sich solche im energiewirtschaftlichen Kontext nur vereinzelt, insbesondere länderübergreifend. Der nachstehende Abschnitt 6 ist daher einer Analyse zur Wirkung von regenerativer Energien betreffender Regulierung, die sowohl für die deutsche als auch für andere europäische Strombörsen von Relevanz sein kann, gewidmet.

---

standard, the paper by Fama, Fisher, Jensen and Roll (FFJR) (1969), which introduced the event study methodology, stands out in the academic profession“.

<sup>635</sup> Der hier angesetzte Vergleich zwischen dem finanz- und energiewirtschaftlichen Forschungsgebiet kann insofern gerechtfertigt werden, als das in beiden Disziplinen Börsen – als zentrale Institutionen – die Analyseplattform zur Behandlung wissenschaftlicher und praktischer Fragestellungen darstellen und ohnehin beide Handelsplätze charakteristische Parallelitäten zueinander aufweisen. Vgl. dazu ausführlich Kap. 2.1 und Kap. 3.2.

## 6 Einfluss von Regulierung auf Strompreise

Für einen funktionierenden Energiegroßhandelsmarkt kann angenommen werden, dass regulatorische Eingriffe<sup>636</sup> in Form von erstmalig aufgesetzten, respektive aktualisierten Gesetzen zentrale Relevanz für die Marktteilnehmer besitzen und Handlungsimpulse auslösen. Von essentieller Bedeutung ist hierbei die Frage, ob und, wenn ja, wie Börsenakteure auf Ankündigungen von Gesetze(sänderung)en reagieren und ihr Transaktionsverhalten (ggf. unverzüglich<sup>637</sup>) anpassen, was sich wiederum letztlich in Marktpreisen widerspiegeln sollte. So ist weiterhin anzunehmen, dass die Bekanntgabe der Einführung bzw. Adjustierung erneuerbare Energien fördernder, gesetzlicher Rahmenwerke mit einer Senkung des börslichen Gleichgewichtspreises (Marktpreises) einhergeht, da zur vermehrten Netzeinspeisung und damit auch Handel von regenerativem Strom angeregt wird. Umgekehrt sollten in diesem Zusammenhang Gesetze, die den Handlungsspielraum von Akteuren einschränken, zu einem gegenteiligen Effekt<sup>638</sup> führen. Repräsentiert durch abnormale Preisänderungen<sup>639</sup> müssten Marktpreise im ersten Schritt unmittelbar nach Informationsveröffentlichung und -verarbeitung durch Marktteilnehmer positive oder negative Ausschläge zu verzeichnen sein, insofern ein (semi-)informationseffizienter Markt zugrunde liegt. Im zweiten Schritt kann bei Hinzunahme mehrerer, (möglichst) äquivalenter Ereignisse die Entwicklung des Informationswertes über einen konkreten Zeitraum für partizipierende Akteure abgeleitet werden.

Mit Blick auf den deutschen Energiegroßhandelsmarkt mit gegenwärtig unterstellter halbstrenger Informationseffizienz<sup>640</sup> sollen im folgenden Abschnitt Marktreaktionen

---

<sup>636</sup> So kann einerseits Regulierung – als staatliche Eingriffe in Märkte sowie deren Kontrolle und Überwachung – zur Einschränkung von unternehmerischen Handlungen oder marktbezogenen Prozessen führen oder andererseits gegenwärtig selbige beflügeln, vgl. dazu Horsch (2008), S. 26.

<sup>637</sup> Pointiert fasst Dimpfl (2011), S. 391, zusammen: „In an efficient market, news is priced as soon as it is made available. Yet there may be factors which delay the immediate processing of such newly arrived information“.

<sup>638</sup> Vgl. einführend zur Kategorisierung von annoncierten Neuigkeiten Ball/Brown (1968), S. 174; Campbell/Lo/MacKinlay (1997), S. 153 sowie ferner Goh/Ederington (1993), S. 2002f.

<sup>639</sup> Der aus dem finanzwirtschaftlichen Forschungsbereich stammende Terminus der abnormalen Rendite kann im engeren Sinne für die vorliegende Fragestellung nicht verwendet werden, so dass dieser durch die Begrifflichkeit der abnormalen Preisänderung substituiert wird. Dabei können abnormale Preisänderungen grundsätzlich als die Differenz zwischen den beobachteten Preisänderungen an einem bestimmten Ereignistag und den erwarteten Preisänderungen verstanden werden. Vgl. ungeachtet dessen einführend zum Begriff der abnormalen Rendite im Rahmen von klassischen Event Studies Goerke (2009), S. 472.

<sup>640</sup> Vgl. dazu Kap. 3.2.

auf Ankündigungen von Gesetzesänderungen mithilfe von Ereignisstudien (*Event Study*)<sup>641</sup> – als für diesen Zweck gängige Untersuchungsmethodik – analysiert werden. Bevor die empirische Untersuchung erfolgt, werden zunächst regulatorische Eingriffe im Energiemarkt (6.1) begründet diskutiert. Daran anknüpfend erörtert Kapitel 6.2 relevante Ereignisse, welche im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien und deren Gesetzgebung stehen, um selbige schließlich als *Informationen* in die spätere Ereignisstudie einfließen zu lassen. Der nachstehende Teilabschnitt widmet sich der Konzeption einer Ereignisstudie für die vorliegende Problemstellung. Kern des Teilkapitels 6.3 stellt die methodische Aufbereitung als auch die Konzipierung des verwendeten Datensatzes dar. Abschnitt 6.4 diskutiert die gewonnenen Resultate, bevor der letzte Teilabschnitt (6.5) die wesentlichen Erkenntnisse zusammenfasst und mit einem Ausblick zu weiterem Forschungsbedarf endet.

## 6.1 Zur Notwendigkeit von Regulierung im Energiehandel

Das traditionell breite Spektrum an Auffassungen zum (De-)Regulierungsbegriff im Schrifttum soll nachstehend analysiert werden, mit dem Ziel eine inhaltliche und ökonomisch vertretbare Abgrenzung von Regulierungsbedarf für den börsengestützten Energiehandel<sup>642</sup> zu ergründen. Nicht selten bilden (potenzielle) Markteingriffe die Diskussionsgrundlage bezüglich der ökonomischen Zweckmäßigkeit etwaiger Maßnahmen, bei denen sich (zumeist) konträre Auffassungen zwischen Regulierern und Regulierten herauskristallisieren.

Hierbei sieht sich zudem der wissenschaftliche Diskurs der Unternehmenspraxis gegenüber. Schneider (2011) subsumiert unter Regulierung „zwingende gesetzliche Vorschriften“<sup>643</sup>, während Picot (2009) das Begriffskalkül näher spezifiziert: „Regulierung auf dem Feld der Wirtschaft bedeutet in erster Annäherung, dass der Staat dem privaten Handeln von Unternehmen Beschränkungen auferlegt, etwa durch nationale

---

<sup>641</sup> Vgl. subsumierend Brown/Warner (1980), S. 205: „Event studies provide a direct test of market efficiency“. Vgl. weiterhin Böhmer/Löffler (1999), S. 304f. und Cable/Holland (1999), S. 331f.

<sup>642</sup> Picot (2009), S. 656 weist klar daraufhin, dass eine Erstellung sowie Evaluierung regulatorischer Konzepte für einen konkreten Markt neben grundsätzlichen Merkmalen auch stets branchentypische Eigenheiten zu beachten sind.

<sup>643</sup> Schneider, Dieter (2011), S. 76; ähnlich zuvor im Kontext von Kapitalmärkten Schneider (2006), S. 69.

Gesetze, Verordnungen und behördliche Maßnahmen, die sich auf das Grundgesetz sowie auf europäische Gesetze und Verordnungen stützen<sup>644</sup>.

Neben der Findung einer möglichst präzisen Definition, sollte idealtypisch Regulierung aus marktwirtschaftlicher Perspektive stets folgende Anforderungen erfüllen, um in einem Markt wirksam zu werden<sup>645</sup>:

- Vorliegen eines Marktes in einem nicht funktionsfähigen Zustand (Marktversagen) oder die (partielle) Verfehlung beabsichtigter Regulierungsvorhaben;
- Ein entstandener Schaden in Folge des letztgenannten Sachverhaltes sowie
- Eignung intendierter Regulierungsmechanismen zur Richtigstellung des identifizierten Marktversagens.

Evaluiert werden sollten denkbare Eingriffe durch den Regulierer anhand der *Effektivität* der Einflussnahme zum einen und auf Basis der *Effizienz*<sup>646</sup> der unternommenen Maßnahme gemäß dem Kosten-Nutzen-Prinzip<sup>647</sup> zum anderen. Im Energiemarkt prüfen Gesetzgeber aufgrund interdependenter vor- und nachgelagerter Wertschöpfungsstufen<sup>648</sup> die Notwendigkeit von Eingriffen zur Aufrechterhaltung funktionierender, wettbewerblicher (Teil-)Segmente, wobei Stromnetzunternehmen gesondert in einem

---

<sup>644</sup> Picot (2009), S. 657. Vgl. zudem zusammenfassend Horsch (2008), S. 64: „Regulierungen sind also Regeln, die die Ausübung von Unternehmerfunktionen auf Märkten flankieren. Unternehmer reagieren auf Regeln mit verändertem Verhalten“; auch Kang (2012), S. 19–21; Kraus (2005), S. 198f. und ferner skizziert Kleindorfer/Pedell (2007), S. 1564.

<sup>645</sup> Vgl. allgemein Horsch (2008), S. 268f.; zuvor bereits Skipper, JR/Klein (2000), S. 492. Vgl. auch zustimmend Picot/Burr (1997), S. 266: „Kein Regulierungsinstrument vermag die Disziplinierungs- und Anreizwirkungen zu ersetzen, die von einem funktionsfähigen Wettbewerb für die Marktteilnehmer ausgehen“; daneben Pedell (2006), S. 4; sowie ferner im Kontext von Stromnetzen Diekmann/Leprich/Ziesing (2007), S. 38–41. Dabei existieren auch Ansätze im Strommarkt, wie der vom Bundesministerium für Wirtschaft und Energie diskutierte „Strommarkt 2.0“, der gänzlich auf Regulierung verzichten würde, vgl. dazu Lehmann et al. (2016), S. 344.

<sup>646</sup> Vgl. zur Bewertung von regulatorischen Eingriffen grundlegend Viscusi/Vernon/Harrington (2005), S. 9f.; kritisch Stokey/Zeckhauser (1978), S. 309f.; und Shepherd (1990), S. 492: „Yet regulation may, instead, go wrong. It may become a captive of the industry. It may be applied where natural monopoly conditions do not exist. It may be slow, ineffective, and costly, and it can have inefficient side effects“. Vgl. i.V.m. Strom- und Gasnetzen Kurth (2009), S. 686f. sowie für eine kritische Analyse zu ersteren aus institutionenökonomischem Blickwinkel Haucap/Uhde (2008).

<sup>647</sup> Vgl. Joskow (2008), S. 550 sowie E-Bridge (2014), S. 11f., wobei letztere Einfachheit und Transparenz als zentrale Treiber des Regulierungsaufwands herausstellen.

<sup>648</sup> Für eine Übersicht zu den Verflechtungen innerhalb einer funktionierenden Energiewirtschaft vgl. grundsätzlich Wang/Tian (2015), S. 529; am Beispiel Deutschlands kurz Schiffer (2017), S. 81.

der Literatur nach überwiegend unbestreitbaren, natürlichen Monopol („*Bottlenecks*“)<sup>649</sup> agieren und bei dieser Betrachtung außen vorgelassen werden. So erachtet zwar der Gesetzgeber regulatorisches Eingreifen in die gegenwärtigen, monopolistischen Marktverhältnisse des Stromverteilungssektors aufgrund der aus seiner Sicht unzureichenden Erhaltung oder ineffizienten Intensivierung der gesamtheitlichen Versorgungssicherheit als notwendig, doch führen demgegenüber die Netzbetreiber etwa die hohen spezifischen Investitionskosten<sup>650</sup>, die für einen Neu- oder Ausbau von Stromtrassen entstehen, an.

Auch ungeachtet der genannten Bedingungen erheben staatliche Institutionen aus vielerlei anderen Gründen einen Anspruch auf regulatorische Eingriffe. So ist nicht auszuschließen, dass Vertreter von Staaten oder supranationalen Staatenformationen nicht nur aus öffentlichem, sondern ebenso mitunter aus privaten Beweggründen<sup>651</sup> heraus (per Förderung erneuerbarer Energie) in die Prozesse und Strukturen der Strommärkte eingreifen. Dabei kann eine (über-)staatliche Intervention entweder vor der Schaffung eines funktionstüchtigen Marktes (*Ex-ante-Regulierung*<sup>652</sup>) oder nach seiner Etablierung (*Ex-post-Regulierung*) erfolgen. Beide Formen, insbesondere letztere, finden sich im deutschen Energiemarkt wieder. So zeigt sich der institutionelle Einfluss in Gestalt von Regeln und Gesetzen samt deren Durchsetzung und Sanktionierung auch im Börsengeschehen wieder.

---

<sup>649</sup> Vgl. einführend Götz/Heim/Schober (2014), S. 286–290; PwC (2015), S. 10f. und Picot et al. (2015), S. 52–54; konkret zur Marktmacht von natürlichen Monopolen Eekhoff/Jänsch (2016), S. 14–17; Brunekreeft/Neuhoff/Newbery (2005), S. 78; Haucap/Schmidt (2013), S. 45; auch Hering (2007), S. 815.

<sup>650</sup> Vgl. Korte/Gawel (2015), S. 127–130; Schuchardt/Hoffjan/Finger (2015), S. 72 und Diekmann/Leprich/Ziesing (2007), S. 18–20. Die in der Gesamtschau resultierenden Aufwendungen stellen zugleich sehr hohe Barriereintrittskosten für potenzielle Marktteilnehmer dar. Für eine detaillierte ökonomische Analyse zur Regulierung von Stromnetzen vgl. Steger et al. (2008), S. 54–63.

<sup>651</sup> Vereinzelt meist marktdominierende, privatwirtschaftliche Unternehmen oder Einzelpersonen bzw. Institutionen mit (besonderem) politischem Interesse üben Einfluss auf Regierungen aus, um nach ihrer Interessenlage Marktgegebenheiten anzupassen. Vgl. allgemein Stigler (1971), S. 4–6; skizziert Horsch (2017), S. 61f. In Bezug auf Regulierung von systemrelevanten Banken vgl. Klei-now (2016), S. 32 sowie zusätzlich zur Diskrepanz zwischen nationaler und supranationaler Energiemarktregulierung in der EU Bohne (2011).

<sup>652</sup> Vgl. Knieps (2008), S. 102.

Vornehmlich das im Zuge der deutschen Strommarktliberalisierung<sup>653</sup> implementierte EEG unter Anwendung der darin manifestierten Vorgaben zur Vermarktung von regenerativ erzeugtem Strom dürfte einen Einfluss auf den börsenmäßigen Energiegroßhandel<sup>654</sup> haben. Mit seiner erstmaligen Ratifizierung und darauffolgendem Inkrafttreten im Jahr 2000<sup>655</sup> bildet das EEG bezüglich des Strombörsengeschehens einen Ex-ante-Regulierungsmechanismus, da erst etwa zwei Jahre später die EEX ihren Betrieb als Handelsplattform aufnahm. Seither erlebte das EEG<sup>656</sup> zahlreiche Novellierungen<sup>657</sup>.

Eine hohe Relevanz im Rahmen des Stromhandels geschehens besitzt die eingeführte Direktvermarktungsklausel<sup>658</sup> für erzeugte Energie aus regenerativen Quellen, welche mit dem EEG 2012 zunächst nur optional und seitdem EEG 2014 obligatorisch für Marktteilnehmer ist. Zwar ermöglicht die Norm dem Anlagenbetreiber die freie Auswahl des Vertriebskanals<sup>659</sup>, jedoch wählen (risikoaverse) Produzenten aus Marktrisikoaaspekten heraus zumeist den börsengestützten Stromhandel<sup>660</sup>. Das EEG 2017 knüpft an die sukzessive Integration regenerativer Stromproduktion und -handel unter

---

<sup>653</sup> Für eine kritisch pointierte Darstellung zum funktionsfähigen Stromhandel ohne marktliche Intervention Rinck/Richter (2015), S. 34f.

<sup>654</sup> Vgl. einführend Döring (2015), S. 122; auch Scheffler (2014), S. 26.

<sup>655</sup> Vgl. Lepke (2016), S. 15; Schönbauer/Pauritsch (2002), S. 215. Bereits 1990 wurde die Förderung erneuerbarer Energien in Deutschland im Rahmen des Stromeinspeisegesetzes rechtsgültig verankert, wobei diesem kaum eine Bedeutung zugemessen wurde, vgl. dazu Leepa/Unfried (2013), S. 536.

<sup>656</sup> Vgl. etwa für eine ausführliche Gegenüberstellung von (geänderten) Inhalten des EEG 2014 zu seiner Nachfolgerversion Stiftung Umweltenergierecht (2016).

<sup>657</sup> Für einen allgemeinen Rückblick zu Erfolgen und Misserfolgen des EEG vgl. Bardt/Niehues (2013), S. 211–213; mit Fokus auf Windkraft Hitaj/Schymura/Löschel (2014), S. 3–6; sowie auf Bioenergie Deutsches Biomasseforschungszentrum (2014), S. 6–12.

<sup>658</sup> Vgl. subsumierend Thomas (2014), S. 2: „[Mit dem EEG 2014, der Verf.] soll das bisherige System der festen Einspeisevergütung – bei welcher der gesamte Strom vom Netzbetreiber abgenommen und vergütet wurde – zumindest für die größeren EEG-Anlagen im Grundsatz durch ein System der Direktvermarktung mit Marktprämie abgelöst werden. Allerdings besteht auch für Strom aus größeren EEG-Anlagen die Möglichkeit der Inanspruchnahme einer verringerten Einspeisevergütung, was insbesondere der Absicherung ihrer Finanzierung dienen wird“. Bereits mit der Fassung des EEG 2009 war eine Direktvermarktung zulässig, aber nicht obligatorisch, vgl. Menges/Traub (2008), S. 262f.

<sup>659</sup> Vgl. ausführlich Herz/Valentin (2014), S. 358–363.

<sup>660</sup> Vgl. kurz Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V. (2016), S. 46. Mögliche Preisdifferenzen zwischen der gesetzlich determinierten Festvergütung (für mittlerweile nur noch Kleinanlagen) und dem erzielten Börsenstrompreis werden mittels Ausgleichszahlung kompensiert, vgl. dazu Thomas (2017), S. 39.

(verstärkt geforderten) wettbewerblichen Bedingungen an, indem nunmehr der Gesetzgeber Ausschreibungen zur (kapazitätsbegrenzten) Errichtung von Neuanlagen<sup>661</sup> einsetzt. Aufgrund des neuen Ausschreibungsverfahrens<sup>662</sup>, welches nur dem kostengünstigsten Antrag eine fixe Förderung<sup>663</sup> bewilligt, könnten vornehmlich am Spothandel agierende Stromproduzenten mit geringem Marktanteil eine Benachteiligung<sup>664</sup> erfahren, was wiederum die Börsenteilnehmergevielfalt reduzieren bzw. deren Struktur zugunsten großer Stromerzeuger verändern kann.

Neben der Exposition gegenüber nationalen Regularien, beeinflussen (zunehmend) auch supranationale Regularien Akteure europäischer Binnenhandelsmärkte, darunter das 2011 in Kraft getretene REMIT (Regulation on Wholesale Energy Market Integrity and Transparency). Im Kontext von selbigem besteht die Zielstellung in der Schaffung von Integrität und Markttransparenz<sup>665</sup> im Allgemeinen für alle (registrierungspflichtige) Teilnehmer am Stromgroßhandel der Europäischen Union<sup>666</sup>, um Marktmanipulation und Insiderhandel<sup>667</sup> präventiv zu begegnen und sich langfristig an einen gesamteuropäischen Energiemarkt anzunähern. Hierfür sieht letztlich das Regelwerk eine Meldung sämtlicher Spot- und Terminmarkttransaktionen<sup>668</sup>, unabhängig von der zugrunde liegenden Stromproduktionsquelle, an die Agency for the Cooperation of Energy Regulators (kurz ACER) für Börsenteilnehmer seit 07.10.2015, für außerbörslich agierende Akteure seit 07.04.2016<sup>669</sup>, vor. Im Nachgang werden wesentliche Angaben der gemeldeten Kontrahierungen publiziert, um der Veröffentlichungspflicht

---

<sup>661</sup> Vgl. einführend Gawel/Purkus (2016), S. 914f.

<sup>662</sup> Zu Anforderungen an Marktteilnehmer zum neuen Ausschreibungsdesign vgl. ausführlich Lülsdorf (2016).

<sup>663</sup> Der finanzielle Förderbetrag wird nun nicht mehr vom Gesetzgeber in Gestalt einer fixen Subventionszahlung pro eingespeister, regenerativ generierter Einheit Strom deklariert, sondern bestimmt sich marktbasierend anhand einer neubauprojektindividuellen Ausschreibungsprämie abzüglich der (prognostizierten) Energiegestehungskosten. Vgl. dazu Schubert et al. (2018), S. 356f. Ausschließlich Kleinanlagenbetreiber bleiben von dieser Regelung unberührt und erhalten weiterhin eine feste Vergütung, vgl. Fachagentur Windenergie an Land (2017), S. 9.

<sup>664</sup> Vgl. Heine/Schwiederowski (2016), S. 27.

<sup>665</sup> Vgl. Becker/Lüdemann (2011), S. 589–591. Mehrfach wurden zuvor Stromproduzenten mit großem Marktanteil beschuldigt Märkte bewusst hinsichtlich Preis- und Mengenabsprachen manipuliert zu haben, vgl. dazu ausführlich Monopolkommission (2015), S. 32–50.

<sup>666</sup> Vgl. Art. 2 Nr. 6 und 7 REMIT.

<sup>667</sup> Vgl. zum Begriffsverständnis des Gesetzgebers Ehrlicke (2017), S. 1160f.

<sup>668</sup> Vgl. Art. 2 Nr. 4 REMIT.

<sup>669</sup> Vgl. Kolloch/Golker (2016), S. 46.

laut REMIT nachzukommen und zudem Informationsasymmetrien bei Börsenakteuren<sup>670</sup> zu minimieren.

Ob die dargelegten Gesetze Friktionspotenziale mit Blick auf ihre Vereinbarkeit von der Förderung regenerativer Energie mit dem deutschen Stromhandel und dessen Teilnehmer entwickeln, bleibt zu abzuwarten. Während die Bundesregierung u.a. die Einspeisung und Vermarktung von erneuerbarem Strom von Energieerzeugern mit geringen Produktionsmengen protegiert, verhängt die Europäische Kommission (weitere) Pflichten für alle Handelsteilnehmer gleichermaßen, obwohl deren Erfüllung und Umsetzung mit teils sehr unterschiedlich hohen Transaktionskosten behaftet ist, was insbesondere Unternehmen mit geringen Stromproduktions- und Handelsmengen übermäßig belasten könnte und diese daraufhin ihre Handelsaktivitäten reduzieren oder gar einstellen.

## **6.2 Methodische Vorgehensweise bei Ereignisstudien**

### **6.2.1 Aktueller Forschungsstand**

Während sich die Ereignisstudienmethode bzw. artverwandte und erweiterte Ansätze großer Beliebtheit in den wirtschaftswissenschaftlichen Disziplinen des Rechnungs- und Finanzwesens<sup>671</sup> erfreuen, können vergleichsweise wenige Studien mit energie-wissenschaftlichem Bezug, auch im weitesten Sinne, identifiziert werden. Insbesondere der Einfluss von (als umweltschonend intendierter) Regulierung auf Energiemärkte<sup>672</sup> unter Zuhilfenahme von Event Studies erscheint im wissenschaftlichen Diskurs weitgehend unbeobachtet. Ein aktueller Literaturstand in Tabelle 10 soll diese Entwicklung wiedergeben. Dabei haben alle Studien gemein, dass sie den ursprünglichen Ereignisstudienansatz zur Bewertung (angekündigter) marktbeeinflussender, gesetzlicher Änderungen einsetzen.

---

<sup>670</sup> Vgl. Nijman (2012), S. 472.

<sup>671</sup> Vgl. stellvertretend Corrado (2011), S. 207f.

<sup>672</sup> Vgl. etwa Oberndorfer/Ulbricht/Ketterer (2007), S. 9: „Event studies [directly analyzing the effects of regulation] are relatively few. This is due to the fact that regulation generally refers more to a process than to a surprising event that may be analysed using the event-study technique. If information had been available before the event, which is often the case, abnormal returns should not occur as the news is already priced in by the financial markets“.

Tab. 10: *Aktueller Forschungsstand zu energieökonomischen Ereignisstudien*

<b>Autor(en)</b>	<b>Untersuchungsgegenstand/Methodik</b>	<b>Datenbasis</b>	<b>Ergebnis</b>
SAWKINS (1996)	Analyse verschiedener (annoncierter) regulatorischer Handlungen und Initiativen nach Privatisierung der englischen und walisischen Wasser- und Abwasserindustrie auf deren Aktienwert sowie involvierte Stakeholder mittels einfacher Ereignisstudie auf Basis von 18 Ereignissen.	Wöchentliche FTSE All-Share-Werte, Aktienpreise und Dividenden für 10 Wasser- und Abwasserunternehmen und deren Stakeholder (Dezember 1989 bis September 1994).	Marktwerte der Wasser/Abwasserunternehmen reagierten signifikant, Aktienwerte der Stakeholder dagegen kaum.
DNES et al. (1998)	Einfluss von 10 Ereignissen im Zusammenhang mit Strompreisobergrenzen auf den Aktienwert von britischen 12 regionalen Energieversorgern anhand einer klassischen Eventstudie.	FTSE-100-Werte und Aktienpreise auf Tagesbasis 1991-1995.	Ankündigungen von reg. Änderungen erzielten geringe abnormale Renditen.
OBERNDORFER und ZIEGLER (2006)	Auswirkungen der Bundestagswahl am 22.09.2002 (1 Ereignis) i.V.m. der Einführung des EEGs auf Marktwerte der fünf größten Atomstrom produzierenden Energieerzeuger (Gruppe 1) und sieben auf erneuerbare Energien spezialisierte Unternehmen (Gruppe 2) durch Ein- und Dreifaktorenmodell-Eventstudie.	1 Monats-FIBOR und -EURIBOR, Aktienrenditen, Markt- und Buchwerte auf Tages- und Monatsbasis (1993-2002).	Keine signifikanten Effekte auf Unternehmen der Gruppe 1; kurzzeitige positive Wertsteigerungen bei Gruppe 2.
CAÑÓN DE FRANCIA/ GARCÉS-AYERBE/ RAMÍREZ-ALESÓN (2007)	Basierend auf einer Ereignisstudie wird die Sensibilität der Aktienkurse von 58 Unternehmen, die gegenüber der Einführung des IPPC (3 Events) in Spanien exponiert sind, gemessen. Die Verifizierung der Hypothesen erfolgt durch ein multivariates Regressionsmodell.	Madrid Stock Exchange General Index- und Aktienwerte als Tagesnotierung (24.04.2001 bis 12.07.2002).	Insgesamt sind negative Auswirkungen zu verzeichnen, wobei sich der Effekt mit zunehmendem Technologie-Knowhow der Unternehmen abschwächt.

Tab. 10: *Aktueller Forschungsstand zu energieökonomischen Ereignisstudien (Fortsetzung)*

<b>Autor(en)</b>	<b>Untersuchungsgegenstand/Methodik</b>	<b>Datenbasis</b>	<b>Ergebnis</b>
OBERNDORFER/ ULBRICHT/ KETTERER (2007)	Im ersten Schritt wird Reaktion europäischer Energieunternehmen auf Einstellung der Erdgasexporte von Russland durch Ereignisstudie (1 Ereignis) untersucht, im zweiten wird Ereignisvolatilität mittels GARCH-Regression und firmenspezifischen Informationen analysiert.	Aktienwerte auf Tagesniveau für 32 Versorgungsunternehmen und 26 Öl- und Gasunternehmen aus Dow Jones Stoxx 600 (12.01.2005 bis 10.02.2006).	Markt reagierte mit positiven abnormalen Renditen, aber weniger stark als erwartet, was auf vorhergehende Erwartungen zurückzuführen ist.
KELLER (2010)	Durchführung von Ereignisstudien zum Markteintritt von Vattenfall in Deutschland sowie dessen Zusammenschluss mit drei Regionalversorgern anhand von 8 Ereignissen. Untersucht wird die (ex-post Kosten-)Effizienz der Zusammenschlüsse und der Einfluss auf die überregionale Wettbewerbsintensität.	Tägliche DAX 30-Werte und Aktienpreise von E.ON und RWE (21.06.1999 bis 07.12.2001).	Identifiziert wurde kein Anstieg von Vattenfalls Marktmacht nach Zusammenschluss, während die (Kosten-)Effizienz des Unternehmens leicht anstieg.
PALMQUIST und BASK (2016)	Im Rahmen von 273 annoncierten und 54 komplettierten Buy-Outs in 30 Ländern werden Aktienrenditen involvierter Unternehmen mithilfe von Ereignisstudien analysiert. Dabei wird bei der Betrachtung zwischen Deals von traditionellen Energie- bzw. Bergbauunternehmen und erneuerbare Energien- sowie Grüntechnologieunternehmen unterschieden. Gleichermaßen werden homogene (Nutzung von Synergieeffekten) von heterogenen (keine Generierung von Synergieeffekten) Deals abgegrenzt.	Tägliche Aktien- und landestypische Indexwerte im Zeitraum 1997-2014.	Bei homogenen Transaktionen verzeichnen trad. Energie- und Bergbauunternehmen höhere abnormale Renditen als ihr regeneratives Pendant. In 9 von 12 Fällen zeigen Ankündigungen und Beendigung eines Deals signifikante Effekte. Homogene Deals bewirken höhere abnormale Renditen als heterogene.

Tab. 10: *Aktueller Forschungsstand zu energieökonomischen Ereignisstudien (Fortsetzung)*

<b>Autor(en)</b>	<b>Untersuchungsgegenstand/Methodik</b>	<b>Datenbasis</b>	<b>Ergebnis</b>
TULLOCH/ DIAZ-RAINEY/ PREMACHANDRA (2017)	Auf Basis von 54 regulatorischen Änderungen in europäischen Gesetzen untersucht eine Ereignisstudie (Vier-Faktorenmodell) den Einfluss auf Aktienpreise von 88 europäischen, börsennotierten Energieversorgern. Zudem wird die Analyse auf 12 Portfolios mit Unternehmen ähnlicher Charakteristiken erweitert.	Tagesbasierte Aktienpreise der einbezogenen Unternehmen in der Zeit 1996 bis 2013.	Insgesamt wurden überwiegend negative (kumulative) abnormale Renditen bei diversifizierten Stromerzeugern festgestellt. EE-Unternehmen zeigen dagegen keine signifikanten Effekte.
ZHAO et al. (2018)	Aktienkurse von 52 chinesischen, konventionellen Energieunternehmen werden mit Hilfe einer Eventstudie kombiniert um ein EGARCH (1,1)-Modell (zur Berechnung der Parameter des Marktmodells) auf ihre Empfindlichkeit gegenüber vorwiegend umweltschützenden Regularien (20 Ereignisse) hin begutachtet. Eine eigens vorgenommene Systematisierung erfolgt nach den vier Kategorien: marktbasierende, legislative und administrative Regularien sowie Veröffentlichungen von Umweltinformationen.	Tagesnivellierte Aktienrenditen der untersuchten Unternehmen (2007 bis 2015).	Legislative Regularien haben negative Wirkung auf Aktienkurse, während die Verpflichtung zur Offenlegung von Umweltinformationen und Verwaltungsvorschriften positive Effekte zeigen. Marktbasierende Regularien demonstrierten erst positive, dann negative abnormale Renditen bei den analysierten Unternehmen.

Mehrheitlich konzentrieren sich frühere empirische Untersuchungen auf einzelne, länderspezifische Regularien (Großbritannien, Spanien, Deutschland), während aktuellere Aufsätze häufig supra- oder internationale Märkte und deren Wirksamkeit von Energie- und Umweltregulierung fokussieren. Nahezu alle Autoren unterlegen ihre methodische Vorgehensweise zur Kalkulation der Messgröße mit dem *Marktmodell*.

In der empirischen Darstellung von SAWKINS (1996) werden die zwei seinerzeit jüngst liberalisierten (Ab-/)Wassermärkte<sup>673</sup> in Großbritannien untersucht, auf denen verschiedene Unternehmen seither agieren und gegenüber regulatorischen Maßnahmen exponiert sind. Dabei verdeutlichen die Resultate, dass nicht nur Ankündigungen von regulatorischen Eingriffen, sondern auch weitere charakterisierte Ereignisse signifikante Reaktionen bei Marktteilnehmern hervorrufen. Mit der gewissermaßen ersten Ereignisstudie mit Energiemarktregulierungsblickwinkel untersuchen DNES et al. (1998) die Relevanz von staatlichen Eingriffen in das Marktgeschehen in Gestalt von Preisobergrenzen für Endkundertarife<sup>674</sup>. Identifiziert werden zumeist niedrigwertige negative abnormale Renditen, deren statistische Robustheit in nur wenigen Fällen gegeben ist. Schließlich kann aus den erzielten Ergebnissen ein geringer Einfluss der analysierten regulatorischen Maßnahmen auf den Marktwert regionaler Energieversorger abgeleitet werden, was die Autoren auf (die Implementierung) übergeordnete(r) Struktur- und Kontrollrahmenwerke zurückführen. Letztere können im Zusammenhang mit Event Studies auch sogenannte *Confounding Events*<sup>675</sup> (störende bzw. verzerrende Ereignisse) darstellen, welche hier die originäre, empirische Analyse beeinträchtigen.

Des Weiteren untersuchen CAÑÓN DE FRANCIA/GARCÉS-AYERBE/RAMÍREZ-ALESÓN (2007) Effekte von Gesetzesänderungen zum umweltschonenderen, emissionsreduzierten Industriebetrieb auf Aktienkurse spanischer Unternehmen. Die (statistisch signifikanten) negativen abnormalen Renditen demonstrieren eine Marktwertminderung bei den Unternehmen aufgrund der Implementierung der getesteten Regelwerke<sup>676</sup>.

---

<sup>673</sup> Vgl. Sawkins (1996).

<sup>674</sup> Vgl. Dnes et al. (1998).

<sup>675</sup> Vgl. für eine exemplarische Auffassung Ryngaert (1988), S. 414 sowie detailliert Kap. 6.2.2.

<sup>676</sup> Vgl. Cañón de Francia/Garcés-Ayerbe/Ramírez-Alesón (2007).

Schließlich reagieren Investoren insgesamt mit einer geringeren Nachfrage nach Eigenkapitalanteilen der betroffenen Unternehmen. In einer weiteren Event Study untersuchen OBERNDORFER/ULBRICHT/KETTERER (2007) mittels eines singulären Ereignisses die Konsequenz für den Marktwert zahlreicher europäischer, börsennotierter Energiekonzerne<sup>677</sup>, während KELLER (2010) Reaktionen der zwei größten, deutschen Energieerzeuger unter Zuhilfenahme von acht Ereignissen innerhalb eines zweieinhalbjährigen Zeitraum im Rahmen von Unternehmenszusammenschlüssen<sup>678</sup> eines konkurrierenden Stromanbieters analysiert.

Eine global ausgelegte Ereignisstudie von PALMQUIST und BASK (2016) betrachtet Werteffekte bei angekündigten und realisierten Übernahmen von Bergbau-, konventionelle und erneuerbare Energie- sowie Grüntechnologieunternehmen<sup>679</sup>. Bei letzteren zwei Kategorien wurden im Vergleich zu den anderen Unternehmen deutlich geringere abnormale Renditen lokalisiert. Nicht zuletzt stellen ZHAO et al. (2018) die Wirksamkeit von umwelt- und ressourcenerhaltenden regulatorischen Schritten anhand von (sich signifikant verändernden) Aktienwerten in semistrenge-informationseffizienten (Kapital-)Märkten<sup>680</sup> heraus. Für ihr Forschungsdesign verwenden sie einen zusätzlichen EGARCH (1,1)-Term mit dem Ziel die Varianz der untersuchten Ereignisse zu quantifizieren und so die Regressionskoeffizienten des zugrunde gelegten Marktmodells zu kalkulieren, was in der Form so nicht in den bisherigen Beiträgen berücksichtigt wird.

Sowohl hinsichtlich der avisierten Marktgebiete als auch bei der Abgrenzung analysierter Ereignisse weisen insgesamt die Studien von OBERNDORFER und ZIEGLER (2006) und TULLOCH/DIAZ-RAINEY/PREMACHANDRA (2017) die größten Gemeinsamkeiten zum Forschungsvorhaben<sup>681</sup> dieser Arbeit auf. Gegenstand beider Aufsätze ist das (überarbeitete) EEG als regulatorischer Eingriff mit direkter oder indirekter Wirkung auf verschiedene Wertschöpfungsstufen der deutschen Energiewirtschaft, wobei

---

<sup>677</sup> Vgl. Oberndorfer/Ulbricht/Ketterer (2007).

<sup>678</sup> Vgl. Keller (2010).

<sup>679</sup> Vgl. Palmquist/Bask (2016).

<sup>680</sup> Vgl. Zhao et al. (2018).

<sup>681</sup> Vgl. Oberndorfer/Ziegler (2006) und Tulloch/Diaz-Rainey/Premachandra (2017).

dessen Konsequenz bisher nicht für den börsengestützten Stromhandel untersucht worden ist.

Die Mehrheit der hier in Betracht gezogenen Studien bezieht sich bei ihrer Wahl des Wirkungsindikators auf (tägliche) Aktienkurse bzw. deren Renditen sowie Aktienindizes. Daher stehen bisher die Reaktionen der Shareholder der untersuchten Unternehmen im Mittelpunkt und nicht die der agierenden Manager. Die in der Literatur aufgezeigten vielseitigen Einsatzbereiche von Ereignisstudien eröffnen jedoch auch Möglichkeiten in Hinblick auf die Selektion einer alternativen Zielgröße zur Bestimmung abnormaler Preiserscheinungen. So verwenden etwa Kim/Kim/Kim (2015) sogenannte Online-Spielzeiten<sup>682</sup>, während Trivedi und Srinivasan Wechselkurse<sup>683</sup> sowie Bohmann et al. (2019) Bid-Ask-Spreads<sup>684</sup> als Messgrößen für ihre Event Studies zugrunde legen. Nicht zuletzt kann die bereits genannte Studie von Oberndorfer und Ziegler (2006) hier angeführt werden, in der die Autoren ihre Analysen u.a. auf Zinsen bzw. Markt-/Buchwerte<sup>685</sup> stützen. Naturgemäß verkörpert Strom als Commodity kein typisches, langfristiges Investitionsgut, aus deren Kauf und Verkauf eine Rendite erzielt werden kann, so dass sich die nachstehende Analyse eben auf (*statistisch signifikante*) *abnormale Preis(ver)änderungen*<sup>686</sup> wie in Mosquera-López/Uribe/Manotas-Duque (2018) stützt, was auch grundhaft von der Methodik nicht limitiert wird. Derweil würde eine Analyse zur kurzfristigen Wirksamkeit angekündigter, ratifizierter Gesetze(sänderungen) auf Spotmarktpreise ein Novum darstellen und somit den gegenwärtigen Forschungsstand um weitere Erkenntnisse bereichern.

### 6.2.2 Bestimmung des Ereignisses und Formulierung der Hypothesen

Die Frage nach der Abgrenzung eines *Ereignisses* im Sinn der Ereignisstudienmethodik wird im Schrifttum vielfach diskutiert. Ein Konsens wird sich dahingehend auch

---

<sup>682</sup> Vgl. Kim/Kim/Kim (2015).

<sup>683</sup> Vgl. Trivedi/Srinivasan (2016).

<sup>684</sup> Vgl. Bohmann et al. (2019).

<sup>685</sup> Vgl. Oberndorfer/Ziegler (2006).

<sup>686</sup> Vgl. ausführlich Kap. 6.2.3 sowie zuvor Mosquera-López/Uribe/Manotas-Duque (2018), S. 459–461.

künftig nicht einstellen – im Gegenteil erfährt der Ereignisbegriff<sup>687</sup> immer weiter reichende Definitionsansätze. Ungeachtet dessen beginnt jede empirische Analyse mittels einer Event Study mit der Konkretisierung eines oder mehrerer Ereignisse<sup>688</sup>, wobei diese Determinanten allgemein die Offenlegung von Informationen zu einem konkreten Zeitpunkt<sup>689</sup> beschreiben. Entsprechend der Idee von der Informativität der Preise können die in diesem Rahmen festgestellten Börsenhandelspreise als Indikator für das Wissen und die Erwartungen gedeutet werden, welche Marktteilnehmer in ihrer Gesamtheit aufweisen. Regeländerungen, die Wissensbestände und Erwartungen verändern, wären demnach ein Grund für angepasstes Markthandeln und mithin veränderte Marktpreise, wie es sich auch auf börsengestützte Strommärkte in Deutschland und Europa zutragen kann. Dabei kann als unstrittig angesehen werden, dass sowohl eine solche Information für Marktakteure zugänglich sein muss als auch kein bereits bekanntes Wissen<sup>690</sup> umfassen darf, da selbiges in informationseffizienten Märkten<sup>691</sup> bereits in den Gütern eingepreist<sup>692</sup> wurde. Somit würde ein etwaiges Ereignis bei Vorliegen eines Marktes<sup>693</sup> mit strenger Informationseffizienz zu überhaupt keiner Reaktion<sup>694</sup> beim Gros partizipierender Akteure führen. Zudem darf in diesem Zusammenhang ein Ereignis auch nicht vom Markt erwartet werden, weil sich ebenso antizipierbares Wissen in den Kursen<sup>695</sup> reflektiert.

Des Weiteren gilt es im Rahmen einer Ereignisstudie nahe um den Ereigniszeitpunkt eintretende, verzerrende Ereignisse – *Confounding Events*<sup>696</sup> – zu identifizieren und

---

<sup>687</sup> Für eine Übersicht zu diversen Ausprägungen von Ereignissen in der Literatur, mit denen der Einfluss auf (ungewöhnliches) Marktverhalten hin empirisch analysiert wurde, vgl. McWilliams/Siegel (1997), S. 630–634 sowie Ahern (2009), S. 469 m.w.N.

<sup>688</sup> Vgl. MacKinlay (1997), S. 14: „The initial task of conducting an event study is to define the event of interest and identify the period over which the [...] prices of the firms involved in this event will be examined“.

<sup>689</sup> Vgl. grundlegend Goerke (2009), S. 468; Gerpott/Jakopin (2006), S. 68 und Campbell/Lo/MacKinlay (1997), S. 166f.

<sup>690</sup> Vgl. Beaver (1981), S. 26f. und Brown/Warner (1980), S. 205f.

<sup>691</sup> Für eine kritische Einschätzung der Informationseffizienz Streissler (2000), S. 78–83; konkret für den deutschen Energiegroßhandel vgl. Kunze (2010), S. 533f.

<sup>692</sup> Vgl. hier am Beispiel des Aktienmarktes Patell (1976), S. 248.

<sup>693</sup> So findet sich eine weitere Voraussetzung in der unabdingbaren Existenz eines (repräsentativen) Marktes, welcher zur Messung der Reaktionsintensität infolge eines Events Preisdaten transparent und kontinuierlich bereitstellen kann. Vgl. dazu Fama (1991), S. 1601 und Campbell/Lo/MacKinlay (1997), S. 20–23.

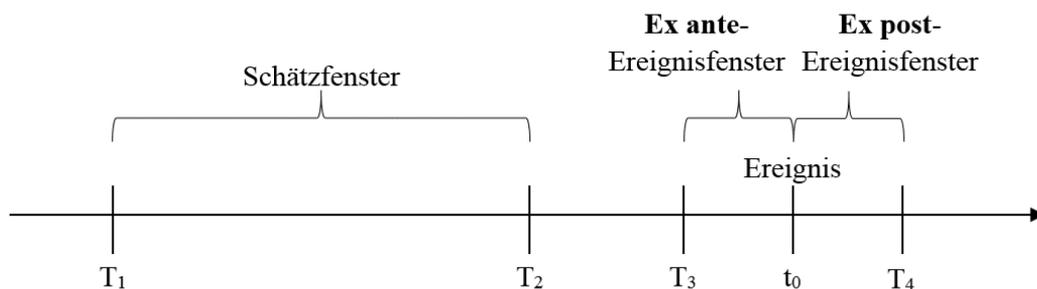
<sup>694</sup> Vgl. Steiner/Heinke (2001), S. 140; zur Über- bzw. Unterreaktion von Investoren an Aktienmärkten vgl. zusätzlich De Bondt (1985), S. 793f.

<sup>695</sup> Vgl. McWilliams/Siegel (1997), S. 651.

<sup>696</sup> Vgl. subsumierend Goerke (2009), S. 470–472.

hiernach aus dem Datensample des Ereignisfensters zu exkludieren. Beispiele dafür stellen publizierte Credit Ratings<sup>697</sup> von Energieunternehmen, (mehrfache) Ad-hoc-Meldungen zu (unerwarteten) Kraftwerksausfällen/-anfahrten sowie die Verkündi- gung politischer Beschlüsse und Einschätzungen<sup>698</sup> zum Stromhandel dar. Ihre Exis- tenz birgt dagegen kein Verzerrungspotenzial außerhalb des definierten Eventzeit- raums, ganz im Gegenteil wird die Integration in das zeitlich vorgelagerte Schätzfen- ster<sup>699</sup> sogar eher begrüßt. Die Begründung besteht darin, dass in letzterem Zeitintervall das „zufällige“ Marktverhalten (*Market Noise*) möglichst genau erfasst werden soll. In diesem Zusammenhang wird eine überschneidungsfreie und unmittelbar angrenzende Anordnung des Schätzzeitraumes zum Ereignisfenster gewählt. Mithin stellt die Wahl der Länge des *Schätzfensters* und *Ereignisfensters* einen essentiellen Aspekt bei der Studienkonzipierung dar, was in der Folge die Berechnung sowie Interpretation der erzielten abnormalen Preisänderungen (fernab des Ereignistages) wesentlich beein- flusst. Ein idealisierter Zeitstrahl in Abbildung 19 verdeutlicht die allgemeine Proble- matik hinsichtlich des zeitlichen Ausmaßes und der Positionierung beider Parameter.

Abb. 19: Zeitliche Struktur einer Ereignisstudie<sup>700</sup>



Die Abbildung veranschaulicht die zeitliche Abfolge einer Event Studie, wobei sich im Regelfall die Schätzperiode nicht mit dem Ereigniszeitraum überlagert oder von diesem loslöst, sondern (abstandslos) nacheinander angeordnet (auch wenn hier zwecks Übersichtlichkeit anders abgebildet) ist.

Vielfach werden im Schrifttum auch Ankündigungen oder Umsetzungen (de)regulati- ver Handlungen nationaler oder internationaler Regierungen in Form von Gesetzen

<sup>697</sup> Vgl. Ott (2011), S. 29.

<sup>698</sup> Vgl. Goerke (2009), S. 470f.

<sup>699</sup> Vgl. allgemein McWilliams/Siegel (1997), S. 637f.; am Beispiel Salinger (1992), S. 50f. Für kon- krete Lösungsansätze vgl. Foster (1980), S. 52–57.

<sup>700</sup> Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Campbell/Lo/MacKinlay (1997), S. 157.

oder deren Novellierungen<sup>701</sup> als Ereignisse bestimmt. Dabei verkörpert weniger die Verkündigung eines ratifizierten Gesetzentwurfs von der legislativen Institution mit anschließendem (zeitlich nachgelagerten) Inkrafttreten eine Information, sondern vielmehr die erstmalige Veröffentlichung einer konzipierten Gesetzesrohfassung in Form eines Erstentwurfs oder auch einem Eckpunkte- bzw. Hintergrundpapier, welche bereits marktrelevante Inhalte preisgeben. Ebenfalls können Teile des Manuskripts, bspw. in Gestalt einzelner Artikel oder Paragraphen, eine handlungsbeeinflussende Relevanz für Marktakteure besitzen, insofern sie den veröffentlichten Informationen ein gewisses Maß an Exklusivität und Neuartigkeit<sup>702</sup> beimessen.

Gleichermaßen können einstweilig Vorankündigungen zu neu aufgelegten oder zu reformierenden Gesetzen Marktreaktionen<sup>703</sup> auslösen, da durch sie ebenfalls Botschaften, wie Tendenzen oder gar Trends, kommuniziert werden. Zur Übertragung von (neuen) Informationen, die letztlich das Handeln von Börsenakteuren verändern, gehören auch klassisch Artikel und Inserate aus Printmedien<sup>704</sup> sowie (öffentliche) Verlautbarungen von Unternehmen oder Regierungen<sup>705</sup>. Ungeachtet des Informationskanals müssten Regeländerungen, die Wissensbestände und Erwartungen von Marktteilnehmern verändern, mit angepasstem Markthandeln, d.h. etwa bei der Zusammenstellung ihrer Stromportfolios<sup>706</sup>, und mithin mit veränderten Marktpreisen einhergehen.

---

<sup>701</sup> Vgl. insbesondere Schwert (1981b), S. 121–124; Sorokina/Thornton (2016), S. 52 m.w.N. und Binder (1998), S. 125. So fassen zudem Turk/Swicegood (2012), S. 569f. zum Einfluss von Regulierung (auf US-amerikanischen Finanzmärkten) in Hinblick auf das Marktverhalten von Akteuren pointiert zusammen: „However, markets were fearful of some of the political rhetoric coming from Washington, D.C. suggesting extreme reregulation; so whenever key provisions in the bill were watered down through the legislative and lobbying process, markets showed a positive response“. Auch greifen Fier/Liebenberg (2013), Joines (2010), Lamdin (1999), Aharony/Saunders/Swary (1988) und Binder (1985) die Thematik auf.

<sup>702</sup> Vgl. am Beispiel von „Credit Watches“ Chung/Frost/Kim (2012), S. 147; auch Crabbe/Post (1994), S. 40 und Gärtner/Schiereck/Welkoborsky (2015), S. 191.

<sup>703</sup> Vgl. Koku/Jagpal/Viswanath (1997), S. 185.

<sup>704</sup> Vgl. Dimson/Marsh (1986), S. 116f. und Carroll/Lamdin (1993), S. 390.

<sup>705</sup> Vgl. Peterson (1989), S. 36.

<sup>706</sup> So führt etwa eine niedrigere Angebotsmenge bei (sehr) niedriger Preiselastizität der Nachfrage zu einem Anstieg des Strompreises. Kurzfristig erfolgt jedoch auf nationaler Ebene zunächst keine (merkliche) Änderung der Nachfragekurve, da die Nutzung alternativer (Handels-)Märkte (im Ausland) zur Substitution entsprechender Nachfragemengen häufig mit hohen Eintrittsbarrieren und Transaktionskosten verbunden ist. Zudem sind Investitionen in Neuanlagen erneuerbarer Energieträger (zur Angebotskapazitätserweiterung oder -verschiebung) als hohe irreversible Kosten von langfristiger Dauer, so dass die Kraftwerke zunächst auch trotz einer möglichen Beeinträchtigung ihrer Wirtschaftlichkeit infolge einer Gesetzesänderung zur Stromproduktion eingesetzt werden.

Allerdings dürfte sich eine angepasste Stimmungslage oder Erwartungserhaltung, hervorgerufen durch die Publizierung von Informationen zu neuen, für Börsenakteure relevanten Marktregeln auch ad hoc in Form von signifikanten Preisänderungen widerspiegeln: Betreiber von bereits betriebenen regenerativen Anlagen könnten etwa bei Vorliegen einer Handelslizenz kurzfristig auf umliegenden Strombörsen nach Verkaufsmöglichkeiten suchen und damit tendenziell weniger Strom für börsengestützte Transaktionen in Deutschland anbieten. Dies würde dafür sorgen, dass sich die Menge grenzkostengünstigeren Stroms verringert, nach dem Merit-Order-Prinzip verhältnismäßig mehr Energie aus fossilen Quellen angeboten wird und damit bei gleichbleibender Nachfrage der Marktpreis ansteigt, was anhand von (statistisch signifikanten) abnormalen Preisänderungen identifiziert werden kann. Gleichmaßen könnten ausländische Energieproduzenten (zusätzliche) strategische Kauf- und Verkaufspotenziale am deutschen Markt prüfen und in der Folge ihre eigenen Angebots- oder zum Teil auch selbst benötigten Nachfragemengen an der heimischen Börse zugunsten oder zu Lasten des deutschen Pendant räumlich verschieben, was einen gegenläufigen Preiseffekt bewirken könnte.

Börsenteilnehmer mit großem Marktanteil handeln (bisher) zumeist mit fossil erzeugten Strom, während Akteure mit geringem Marktanteil, welche darüber hinaus das Mindestvolumen von 600 GWh/a<sup>707</sup> des Gesetzes unterschreiten, primär regenerativ generierte Energie anbieten. Verlagern nun aufgrund der Offenlegungspflicht erstere Teilnehmer ihre Transaktionen von anonymen Auktionen an Börsen hin zu außerbörslichen Individualkontrakten<sup>708</sup>, wird per se weniger konventionell produzierte Energie mit hohen Grenzkosten bei Auktionen angeboten, so dass sich der Day-Ahead-Preis an Strombörsen reduzieren<sup>709</sup> müsste.

Ein ebenso preissenkender Effekt sollte sich durch die Direktvermarktungsklausel des EEG einstellen. Bei angenommener unveränderter, sehr unelastischer Nachfrage,

---

<sup>707</sup> Vgl. REMIT Art. 2 Abs. 5.

<sup>708</sup> Die Meldepflicht an die zentrale europäische Aufsichtsbehörde für OTC-Kontrakte beginnt ungleich später am 07.04.2016; vgl. Kolloch/Golker (2016), S. 46.

<sup>709</sup> Für eine idealtypische Übersicht zu Reaktionen nach Implementierung regulatorischer Maßnahmen Hoesli/Milcheva/Moss (2017), S. 5.

müssten sich beim gegenüberstehenden Energieangebot der relative Anteil fossil generierten Stroms zugunsten der erneuerbaren, grenzkostengünstigeren Energien<sup>710</sup> reduzieren. Annahmegemäß müsste eine negative Preisänderung nach dem Zeitpunkt der Verkündung marktrelevanter Informationen abgelesen werden können. Des Weiteren ist eine stärkere Marktreaktion im Rahmen von Verlautbarungen zum EEG 2014 zu erwarten, da das EEG 2012 die Direktvermarktung zunächst nur für solare Energie vorsieht, während das EEG 2014 sämtliche regenerativen Erzeugungsquellen integriert.

Eine Prognose hinsichtlich des Vorzeichens (möglicher) abnormaler Preisänderungen, die sich bei Ereignissen im Zusammenhang mit dem EEG 2017 zeigen würden, kann nicht gegeben werden. Zwar besteht die Intention der neuen Ausschreibungsklausel des EEG 2017 in der systematischen Verlangsamung des Ausbaus erneuerbarer Energien<sup>711</sup>, jedoch lassen sich daraus keine konkreten Tendenzen für den Stromgroßhandel ableiten. Zwar erhalten Betreiber einer EE-Anlage, die ab Januar 2017 fertiggestellt worden ist, neuerdings eine Vergütung in Höhe des Börsenstrompreises aus nicht regenerativer Energie<sup>712</sup>, aber ein möglicher (Marktpreis-)Effekt durch neu errichtete Anlagen wird wahrscheinlich erst zeitlich versetzt<sup>713</sup> eintreten.

Neben der präzisen Bestimmung eines Ereignisses mit isoliertem Eintrittszeitpunkt<sup>714</sup> zur Berechnung von Werteffekten bedarf es gleichzeitig der Formulierung von übergeordneten Forschungshypothesen, welche mittels Ereignisstudienmethodik überprüft bzw. deren Gegenhypothesen falsifiziert werden sollen. Die aufgegriffenen Gesetzesnovellen tangieren nicht nur Chancen und Risiken von Marktteilnehmern, sondern

---

<sup>710</sup> Vgl. Hauser/Zipp (2013), S. 159; allgemeiner Ockenfels/Betzüge (2016), S. 30f. sowie kritisch Jarass (2013), S. 574–576.

<sup>711</sup> Vom rein technologiefördernden Rahmenwerk revolutioniert das EEG 2017 den Fördermechanismus, indem nun wettbewerbsorientiert mithilfe von Ausschreibungen statt bisher frei verfügbar entschieden wird, inwieweit eine EE-Anlage finanziell zu fördern ist (vgl. §§ 22, 39 EEG). Für eine kritische Betrachtung vgl. Frondel/Schmidt/aus dem Moore (2013), S. 33–38. Vgl. für eine erste Evaluierung zum Ausschreibungsverfahren nach Inkrafttreten der Gesetzesnovelle Klobasa et al. (2018), S. 47, 62, 75.

<sup>712</sup> Vgl. zum Vergütungsgrundsatz des EEG 2017, welcher sich an den Grenzkosten konventioneller Energie ausrichtet Kühling/Rasbach/Busch (2018), S. 229–232.

<sup>713</sup> Ein ähnlicher Effekt konnte vor der Einführung des EEG 2014 identifiziert werden, vgl. dazu Balks/Breloh (2014a), S. 522.

<sup>714</sup> Vgl. grundlegend Piccoli/Chaudhury/Souza (2017), S. 276 sowie Campbell/Lo/MacKinlay (1997), S. 151.

auch deren Erwartungen, so dass davon ausgegangen werden kann, dass ihre veränderte Wissenslage schon im Vorfeld gemessen werden kann. Dahingehend leiten sich die fünf nachstehenden Forschungshypothesen ab:

- H1: Die Veröffentlichung eines Gesetzes zur *unmittelbaren Offenlegung von Transaktionen* (REMIT) im europäischen Stromgroßhandel geht einher mit einer signifikanten Änderung des börslichen Spotmarktpreises.
- H2: Die publizierten Erstentwürfe der EEG-Fassungen 2012 und 2014, die erste Inhalte zur (umfassenden) Förderung der *Direktvermarktung von Strom (aus regenerativen Quellen)* preisgeben, haben einen signifikanten Einfluss auf den börslichen Spotmarktpreis.
- H3: Die Veröffentlichungen der EEG-Novellen 2012 und 2014 – zur *Förderung der Direktvermarktung von Strom (aus regenerativen Quellen)* – haben einen signifikanten Einfluss auf den börslichen Spotmarktpreis.
- H4: Das publizierte Hintergrundpapier im Vorgriff zum Erstentwurf des EEG 2017, das erste Inhalte zur *maßgeblichen Förderungsabsenkung für erneuerbare Energievorhaben* darstellt, besitzt einen signifikanten Einfluss auf den börslichen Spotmarktpreis.
- H5: Die Veröffentlichung der EEG-Novelle 2017 – zur *Rücknahme der Anreize für erneuerbare Energievorhaben* – hat einen signifikanten Einfluss auf den börslichen Spotmarktpreis.

Während sich H1 sowie H4 und H5 lediglich auf die Verkündung des REMIT bzw. des EEG 2017 beziehen, können H2 und H3 sowohl im Zusammenhang mit dem EEG 2012 als auch mit dem EEG 2014 falsifiziert werden. Die zugehörige Evaluierung erfolgt auf Grundlage einer Ereignisstudie, deren Grundkonzept nachstehend vorgestellt werden soll.

### 6.2.3 Analyse von Marktreaktionen anhand abnormaler Preisänderungen

Im Schrifttum geht die erste konzipierte, mit der heutigen Methodik indes kaum verwandte Ereignisstudie auf Dolley (1933)<sup>715</sup> zurück, deren Potenzial zur Analyse der

---

<sup>715</sup> Vgl. Dolley (1933), welcher anhand von Aktiensplits positive und negative Preisveränderungen im Zeitraum von 1921 bis 1931 erstmalig nachweisen konnte. Im Forschungsstand wird jedoch jene

Wirksamkeit von Ereignissen auf Marktpreise etwa vier Jahrzehnte lang kaum aufgegriffen<sup>716</sup> wurde. Maßgeblich weiterentwickelt wurde sie durch Fama et al. (1969), wobei ihr Vorgehen bis heute im Grundsatz unverändert<sup>717</sup> verwendet wird und sich seither als eine Standardmethode in der Forschung<sup>718</sup> etabliert hat.

Im Kern quantifiziert der Ereignisstudienansatz die Sensitivität von Reaktionen der Marktteilnehmer auf unvorhersehbare Vorkommnisse mit Hilfe von sogenannten abnormalen Renditen, welche die Differenz zwischen beobachteten ( $R_{k,t}$ ) und erwarteten Renditen ( $E(R_{k,t})$ ) eines Wertpapiers  $k$  zu diesem Zeitpunkt  $t$  darstellen. Demnach müssten hinreichend hohe „außergewöhnliche“<sup>719</sup> wertmäßig positive oder negative Renditen verzeichnet werden können, wenn Börsenteilnehmer einer Information(sverkündung) im Rahmen eines Marktereignisses eine hohe Relevanz beimessen. Da Strom per se kein (langfristiges) Investitionsgut wie etwa ein Wertpapier darstellt, aus dem (künftig) Cashflows generierbar sind, kann keine abnormale Rendite verwendet, sondern muss auf (statistisch signifikante) abnormale Preis(ver)änderungen abgestellt werden. Das zugehörige, adjustierte Verfahren zur Berechnung abnormaler Preisänderungen<sup>720</sup> ( $AP_{j,t}$ ) wird mathematisch wie folgt formuliert:

$$AP_{j,t} = P_{j,t} - E(P_{j,t}).$$

Dabei symbolisiert  $E(P_{j,t})$  die erwartete Preisänderung, deren Höhe Akteure aus einer gewöhnlichen Day-Ahead-Markttransaktion zum gegebenen Zeitpunkt  $t$  an einer bestimmten Spothandelsstrombörse  $j$  antizipieren können.

---

Arbeit häufig nicht als fundamentalen Beitrag der Ereignisstudie gewürdigt, vgl. dazu Laura-Gabriela et al. (2015), S. 76 und Binder (1998), wobei letzterer gar gänzlich auf die Erwähnung in seiner Darstellung zur Entwicklung der Methodik verzichtet. Konträr dazu vgl. MacKinlay (1997), S. 13f.

<sup>716</sup> Vgl. skizziert Campbell/Lo/MacKinlay (1997), S. 150.

<sup>717</sup> Für Modifikationen vgl. die Übersicht zur einschlägigen Literatur im Teilabschnitt 6.2.1.

<sup>718</sup> Vgl. würdigend Boehmer/Masumeci/Poulsen (1991), S. 253: „Since Fama, Fisher, Jensen, and Roll’s study of stock splits, event studies have become the predominant methodology for determining the effects of an event [...]”.

<sup>719</sup> Vgl. Fama et al. (1969), S. 1, die unnormale Preisentwicklungen zunächst so etikettierten. Der gängige Begriff der „abnormalen Rendite“ setzte sich frühzeitig durch, vgl. etwa Brown/Warner (1980), S. 207; O’Hara/Shaw (1990), S. 1593 und Agrawal/Kamakura (1995), S. 57. Im deutschsprachigen Forschungsstand koexistieren die Begrifflichkeiten „abnormal“ und „Über-/Unterrendite“, vgl. etwa Böhmer/Löffler (1999), S. 315–319 und Ehrhardt/Koerstein (2001), S. 449.

<sup>720</sup> Vgl. im Original Brown/Warner (1980), S. 208f.; Dyckman/Philbrick/Stephan (1984), S. 4 und Binder (1998), S. 117–119. Häufig wird zur Kalkulation der erwarteten Preisänderungen bzw. Renditen das sogenannte Marktmodell zu Rate gezogen, vgl. vorab einführend Sharpe (1963), S. 281–284 sowie mit Bezug darauf Fama (1968), S. 34–40.

Über die Nutzung von „einfachen“, d. h. unbehandelten, und logarithmierten (Markt-)Preisen als Eingabeparameter zur Bestimmung von (abnormalen) Preisänderungen wird in der einschlägigen Literatur zu Ereignisstudien kontrovers diskutiert. Der Vorteil von letzteren wird einerseits in einer präziseren Approximation besonders volatiler Preisbewegungen<sup>721</sup> gesehen, demgegenüber existieren andererseits Studien, welche den angeführten Vorzug<sup>722</sup> widerlegen und auf die (denkbare) Homogenisierung von Preissprüngen oder die verhältnismäßig schlechteren (Test-)Resultate in statistischer Hinsicht verweisen. Trotz der angeführten, möglichen Problemfelder wird die Studie auf Basis logarithmierter Preisänderungen konzeptioniert, was im ausgeprägten Schwankungsverhalten von Börsenstrompreisen begründet liegt. Hierzu kristallisiert sich die Verarbeitung öffentlich zugänglicher Informationen und letztlich das Verhalten der Akteure bei nicht antizipierten Ereignissen. Die grundlegende Berechnungsweise von einer (logarithmierten) Preisänderung  $P_{j,t,ln}$  aus kontrahierten Stromgeschäften ergibt sich schließlich aus nachstehender Formel<sup>723</sup>:

$$P_{j,t,ln} = \ln(MP_{j,t}) - \ln(MP_{j,t-1}),$$

wobei  $MP_{j,t}$  sowie  $MP_{j,t-1}$  den Marktpreis der Day-Ahead-Kontrahierung zum aktuellen Zeitpunkt  $t$  bzw. zur Vorperiode  $t-1$  an einem Börsenplatz  $j$  widerspiegeln. Für die Ermittlung abnormaler Preisänderungen besteht darüber hinaus die Möglichkeit, eine Vielzahl an Marktplätzen  $N$  ins Kalkül zu ziehen, um die Auswirkungen eines Ereignisses für einen kollektiven Zeitpunkt  $t$  zu überprüfen. Die so bezeichnete *durchschnittliche abnormale Preisänderung*<sup>724</sup> lässt sich wie folgt kalkulieren:

$$\overline{AP}_t = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N AP_{j,t}.$$

---

<sup>721</sup> Statistisch robustere Resultate durch Logarithmieren erzielen etwa Fama et al. (1969), S. 4; Abad-Romero/Robles-Fernandez (2006), S. 891; Pop/Pop (2009), S. 1433; aktueller Bratis/Laopodis/Kouretas (2017), S. 18.

<sup>722</sup> Auf originäre, unbehandelte Preisdaten in der Methodologie greifen konträr Chaney/Devinney (1992), S. 679; Brown/Warner (1985), S. 10; Belcher (1995), S. 218; Campbell/Cowan/Salotti (2010), S. 3079 sowie Ederington/Guan/Yang (2015), S. 283 zurück.

<sup>723</sup> Zur Berechnung einer Rendite am Beispiel von Aktien vgl. Ehrhardt/Koerstein (2001), S. 449, wobei selbiges Prinzip auch auf Börsenstrom(preise) transferiert werden kann.

<sup>724</sup> Vgl. Binder (1998), S. 113.

Ebenfalls bietet sich in diesem Zusammenhang die Möglichkeit zur Darstellung des Medians abnormaler Preisänderungen  $\widetilde{AP}_t$  an, so dass die Reaktionsintensität zentriert anhand des rangmitteltesten Stromhandelsplatzes bestimmt werden kann. Selbiges Vorgehen bietet sich vor allem an, wenn die Verteilung der berechneten abnormalen Preisänderungen sehr heterogen (links- oder rechtsschief) erscheint oder (einzelne) Extremwerte das arithmetische Mittel maßgeblich verzerren würden.

Nicht zuletzt können in das Untersuchungszeitfenster mehrere aufeinanderfolgende Perioden (Ereignisfenster) integriert werden, um den aggregierten Effekt eines Events bei einem Markt  $j$  mit Hilfe einer *kumulierten abnormalen Preisänderung* ( $CAP_{j,[T_1;T_2]}$ ) zu analysieren. Zumeist wird von diesen komprimierten (Strompreis-)Daten ein arithmetisch-gewichteter Durchschnitt ermittelt, wenn mehrere Handelsplätze involviert sind. Mathematisch bestimmt sich der Mittelwert der *kumulierten durchschnittlichen abnormalen Preisänderung*<sup>725</sup> auf folgende Weise:

$$\overline{CAAP}_{[T_1;T_2]} = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \sum_{t=T_1}^{T_2} AP_{j,t}$$

wobei  $T_1$  – als Startzeitpunkt – die Summierung der abnormalen Preisänderungen aller einbezogenen Strombörsen initiiert und  $T_2$  – als letzte mit einzuschließende Periode – die Aggregation beendet. Dabei kann der erste Börsenhandelstag zeitlich auch bereits vor dem avisierten Ereignistag<sup>726</sup> gesetzt werden.

Sämtliche zuvor erläuterte Berechnungen zur Ereignisstudienmethodik basieren primär auf am (jeweiligen) Markt beobachtbaren Preisänderungen  $P_{j,t}$  und den erwarteten Preisänderungen  $E(P_{j,t})$ . Während erstere Daten präzise aus extrahierten (Vergangenheits-)Energiepreisen kalkuliert werden können, muss für die Ermittlung der „gewöhnlichen Preisänderungen“ auf Approximationen zurückgegriffen werden. Durch den Einsatz von Schätzmodellen, die ein möglichst homogenes Abbild von (Referenz-) Börsenkursen (über einen Index) innerhalb des Analysezeitraums erzeugen sollen, wird dieser Problematik Rechnung getragen.

<sup>725</sup> Vgl. grundlegend zur Verdichtung abnormaler Renditen Campbell/Lo/MacKinlay (1997), S. 160f.

<sup>726</sup> Vgl. Goerke (2009), S. 476.

Tab. 11: Modelle zur Schätzung normaler Preisänderungen<sup>727</sup>

Verfahren	Formel­aus­druck	Annahme(n)/ Aussage
<i>Modell der konstanten, mittleren Preisänderung</i> (im Original constant mean return bzw. mean adjusted return model)	$P_{j,t} = K_j + \varepsilon_{j,t}$ mit $K_j$ als konstante Preisänderung für einen Handelsplatz $j$ sowie $\varepsilon_{j,t}$ als Fehlerterm, wobei $E(\varepsilon_{j,t}) = 0$ und $\text{Var}(\varepsilon_{j,t}) = \sigma_\varepsilon^2$ .	Gegenwärtig einfachstes Modell zur Kalkulation „gewöhnlicher“ Preisänderungen mit konstantem Mittelwert einer Preisänderung des betrachteten Börsenplatz $j$ über den Zeitverlauf.
<i>Ansatz der marktberinigten Preisänderung</i> (im Original market adjusted return)	$P_{j,t} = P_{M,t} + \varepsilon_{j,t}$ mit $P_{M,t}$ als Marktpreisänderung und $\varepsilon_{j,t}$ als Fehlerterm, wobei $E(\varepsilon_{j,t}) = 0$ und $\text{Var}(\varepsilon_{j,t}) = \sigma_\varepsilon^2$ .	Ebenso vergleichsweise simples Modell, das sich einer Preisänderung eines bestimmten Marktes bedient, um Bewegungen eines übergeordneten Energiemarktes in die Zielvariable ( $P_{j,t}$ ) einfließen zu lassen.
<i>Marktmodell</i> (im Original market and risk adjusted model)	$P_{j,t} = \alpha_j + \beta_j P_{M,t} + \varepsilon_{j,t}$ mit $\alpha_j$ und $\beta_j$ als Regressionsparameter, $P_{M,t}$ als Marktpreisänderung und $\varepsilon_{j,t}$ als Fehlerterm, wobei $E(\varepsilon_{j,t}) = 0$ und $\text{Var}(\varepsilon_{j,t}) = \sigma_\varepsilon^2$ .	Regressionsbasierter Ansatz geht von direkter Proportionalitätsbeziehung zwischen Preisänderung $P_{j,t}$ von Handelsplatz $j$ und Preisänderung eines Referenzmarktes $P_{M,t}$ aus, wobei letztere durch einen Referenzindex verkörpert wird.

In der tabellarischen Übersicht werden die im Forschungsstand am häufigsten eingesetzten Verfahren zur Berechnung von gewöhnlichen Preisänderungen veranschaulicht. Dabei legen zwei der drei Modelle eine Marktpreisänderung ihrer Methodik zugrunde.

Im Schrifttum finanzwirtschaftlicher Forschung werden dazu drei etablierte statistische Ansätze<sup>728</sup> angeführt, die in Tabelle 11 überblicksartig und adjustiert auf eine

<sup>727</sup> Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an Brown/Warner (1980), S. 207–210; Binder (1998), S. 117–119 und MacKinlay (1997), S. 17–19. Vgl. darüber hinaus zum Marktmodell (in dieser chronologischen Reihenfolge) insbesondere Markowitz (1952), Sharpe (1964), Lintner (1965) sowie zudem Mossin (1966), welche maßgeblich zur (späteren) Formulierung dieses Ansatzes beigetragen haben.

<sup>728</sup> Vgl. für eine gesamtheitliche Auflistung von Methoden zur Berechnung der „normalen“ Rendite Ott (2011), S. 120. Neben den ausgewählten statistischen Ansätzen, existiert die Kategorie der ökonomischen Ansätze, wozu das APT-Modell und das CAPM zählen. Ihre Charakteristiken divergieren mit den Anforderungen der hier zu behandelnden Fragestellungen, so dass sie nicht Kalkül gezogen werden. Vgl. zu ersterem im Original Ross (1976); für eine einführende Darstellung zu beiden Ansätzen Paul et al. (2017), S. 241–243.

energiehandelsspezifische Herangehensweise illustriert werden. Alle dargelegten Verfahren haben gemein, dass sie für ihre methodische Aufbereitung, genau wie bei der Bestimmung von beobachtbaren Preisänderungen, auf historische Börsenpreise als Datenquelle abstellen. In der Literatur wird sich zumeist für das *Marktmodell*<sup>729</sup> in seiner Grundform zur Konzipierung von Event Studies ausgesprochen, da einerseits der Anspruch *statistischer Robustheit* gewahrt wird und andererseits trotz (oder gerade wegen) der *einfachen Konfiguration* keine besseren Resultate mit vergleichsweise komplexeren Methoden erzielt werden. Dieser Argumentation folgend wird in dieser Arbeit jenes Modell zur Berechnung „normal“ Preisänderungen eingesetzt.

Im nächsten Schritt gilt es geeignete Schätzverfahren für die Parameter des Marktmodells zu identifizieren. Üblicherweise werden dafür die (lineare) Kleinste-Quadrate-Methodik (OLS) oder der Ansatz von Scholes und Williams (1977)<sup>730</sup> in Betracht gezogen. Letztere Regression wird bevorzugt bei diskontinuierlich verfügbaren Datenreihen als Schätzmethodik zugrunde gelegt, wobei hier eine Verwendung aufgrund des vorliegenden, vollständigen Datensamples unzweckmäßig<sup>731</sup> erscheint. Im Falle von Datenlücken würde die (einfache) OLS-Methode bei einer vergleichsweise hohen Datenauflösung zu einer Überschätzung des Regressionsparameters  $\beta_j$ <sup>732</sup> führen bzw. zu einer Unterschätzung bei einer unterdurchschnittlichen Datenverfügbarkeit. Bis zu einem bestimmten Grad kann dieses Über- bzw. Unterschätzungspotenzial über den zweiten Eingabeparameter  $\alpha_j$  korrigiert werden. Trotz der Unter-/Überschätzungsanfälligkeit wurde die generelle Eignung und Effizienz der OLS-Methode für Ereignisstudien vielfach im Literaturstand<sup>733</sup> belegt, so dass diese nachfolgend eingesetzt wird.

---

<sup>729</sup> Vgl. zur dominanten Anwendung des Marktmodells bei Ereignisstudien bereits Brown/Weinstein (1985), S. 494 und Dyckman/Philbrick/Stephan (1984), S. 29. Der Ansatz ähnelt dem CAPM methodisch sehr, vgl. dazu Cable/Holland (1999), S. 334; ferner schlussfolgernd Pauser (2007), S. 86.

<sup>730</sup> Vgl. grundhaft Scholes/Williams (1977).

<sup>731</sup> Vgl. kritisch Dimson (1979), S. 200: „The Scholes-Williams method [...] requires transaction dates, and fails to make use of [...] prices which are not preceded or followed by a trade in an immediately adjacent time period“.

<sup>732</sup> Er gibt an, wie stark die Preisänderung des betrachteten Marktplatzes  $j$  im Vergleich zur Preisänderung des Gesamtmarkts schwankt.

<sup>733</sup> Vgl. etwa Banner/Hirsch (2010), S. 3045; Clement/Fischer/Goerke (2007), S. 431; Lumley et al. (2002), S. 162 und Campbell/Lo/MacKinlay (1997), S. 158. Für eine Ereignisstudie, in welcher GARCH- und OLS-Schätzmethoden gegenübergestellt werden vgl. zudem Booth/Glascock/Sarkar (1996). Während ersterer Ansatz zwar eine geringfügig höhere statistische Robustheit aufweist, bieten jedoch schließlich beide Schätzvarianten etwa die gleiche Qualität hinsichtlich der Abbildung des zugrunde gelegten ökonomischen Untersuchungsgegenstandes.

Nebst der Bestimmung der beiden Regressionsfaktoren ist zur Berechnung nicht abnormaler Preisänderungen auf Basis des Marktmodells eine Referenzpreisänderung (Index) erforderlich. Dabei hat die Wahl dieser Benchmark wesentlichen Einfluss<sup>734</sup> auf die spätere Kalkulation abnormaler Preisänderungen. Das Gros bisheriger Event Studies basiert bekanntlich auf Wertpapierpreisen und setzt zur Ermittlung der Indizes zumeist Aktienwertentwicklungen ein, wobei das allgemeine Vorgehen zur Indexbildung mit Hilfe der nachstehenden Dreiteilung<sup>735</sup> systematisiert werden kann:

1. *Gleichgewichteter vs. Wertadjustierter Index*: Während wertadjustierte Indizes den Marktwert einzelner Unternehmen gemäß ihrer Marktkapitalisierung beachten, verdichtet ein gleichgewichteter Index sämtliche Kurse zu einem einfachen arithmetischen Durchschnittswert.
2. *Kurs- vs. Performanceindex*: Ein Kursindex aggregiert ausschließlich die Preisverläufe des avisierten Aktienportfolios, wohingegen Performanceindizes alle cashflowrelevanten Einflüsse (wie bspw. Ausschüttungen, Kapitalerhöhungen oder Dividenden), die in Verbindung mit einer Unternehmensaktie stehen, einbezieht.
3. *Branchen- vs. Marktindex*: Branchenindizes enthalten Aktien einer bestimmten Branche, bei welchen eine geringe bis nicht vorhandene Korrelation zum Gesamtmarkt identifiziert werden kann. Hingegen repräsentiert der Marktindex Unternehmen(ssparten) verschiedener Branchen mit einer eher starken Korrelation zum Gesamtmarkt. Nachteilig kann sich die Anwendung des Branchenindex's erweisen, wenn innerhalb der gewählten Branche einzelne, im Datensample integrierte Unternehmen einen übermäßig starken Marktanteil verzeichnen und diese selbst wertverzerrende Effekte auf den Index ausüben.

Letztere Kategorie (3) ist am ehesten auf Energiehandelsmärkte übertragbar, da die Nutzung eines Gewichtungsindezes (1) entweder eine hier nicht bestimmbare Marktkapitalisierung voraussetzt oder zu einer ungenauen Gleichgewichtung aller Strompreis-

---

<sup>734</sup> Vgl. kritisch Ehrhardt/Koerstein (2001), S. 447f.

<sup>735</sup> Vgl. Lenhard (2009), S. 142 i.V.m. Kleeberg (1991), S. 8 und Mentz (2006), S. 53–55.

änderungen der einbezogenen Marktplätze führen würde. Zudem können leistungsorientierte Indizes (2) aufgrund fehlender messbarer Kapitaleinflüsse bei Börsenstrompreisen oder der Ungenauigkeit durch einfache, ungewichtete Wertaggregation von einer weiteren Betrachtung ausgenommen werden. Für den Energiegroßhandel wird ein spezifisches Substitut erforderlich, welches die Preisbewegungen der zu integrierenden Strombörsen hinreichend adäquat abbilden zu vermag. Konträr zu Ereignisstudien mit (rein) finanzwirtschaftlichen Forschungsfragen können grundsätzlich keine Branchenindizes<sup>736</sup> verwendet werden, da per se bei der Analyse von Börsenstrompreis(entwicklung)en keine verschiedentlichen, trennscharf differenzierbaren Wirtschaftszweige erkannt werden können. Zur Heilung dieses Mangels sollte ein (geeigneter) Marktindex die preislichen Entwicklungen einzelner Strombörsen gesamtlich – über einen supranationalen Energiehandelsindex – abbilden können.

#### 6.2.4 Statistische Testverfahren

Inwieweit eine fundierte Aussage zum Auftreten von abnormalen Preisänderungen nach Ereignissen im untersuchten Zeitverlauf getroffen werden kann, hängt nicht zuletzt von der statistischen Robustheit der berechneten Ergebnisse<sup>737</sup> ab. Getestet wird dabei, ob die ermittelten (aggregierten) Preisänderungen, entweder in Form ihres Medians oder arithmetischen Mittelwertes, sich signifikant von null unterscheiden. Die nachstehenden statistischen Überprüfungsmethoden können die aufgestellten originären (Null-)Hypothesen falsifizieren bzw. konzentrieren sich darauf, die Alternativhypothesen für ungültig zu erklären.

---

<sup>736</sup> Vgl. für eine Diskussion zur Wahl eines geeigneten Indexes für das Marktmodell Bollinger (1999), S. 139–142 sowie konkret für einen Performance-Vergleich zwischen Branchen- und Marktindex Cybo-Ottone/Murgia (2000), S. 840–845, aus welchem keine eindeutige, zu favorisierende Variante hervorgeht. Vgl. ferner zusammenfassend Krivin et al. (2003), S. 3: „In cases where one is running event studies for a large number of stocks, however, it may be more economical to stick to a broad market index rather than test the proper index for each case“.

<sup>737</sup> Vgl. Marks/Musumeci (2017), S. 333: „Typically, a researcher collects a sample [...] experiencing the event and tests whether their returns on the event day are significantly different from what would be expected absent the event“.

Für Ereignisstudien haben sich im Allgemeinen sowohl parametrische als auch nicht-parametrische Signifikanzanalysemethoden<sup>738</sup> als praktikabel herauskristallisiert, wobei sich die Entscheidungsmaxime an der statistischen Verteilungsannahme<sup>739</sup> der berechneten abnormalen Preisänderungen oder dem Stichprobenumfang<sup>740</sup>, welcher die Teststärke (*statistische Power*) maßgeblich beeinflusst, orientiert. Zumeist werden für Robustheitsanalysen nichtparametrische Teststatistiken<sup>741</sup> eingesetzt, da sie u.a. keine bestimmten Verteilungsannahmen zugrunde legen.

#### 6.2.4.1 Parametrische Testverfahren

Grundlegend erfordern parametrische Signifikanzanalysen zur Gewährleistung einer hohen statistischen Aussagekraft den Nachweis einer *Normalverteilung* der beobachteten abnormalen Preisänderungen hier: auch wenn dies nur eine essentielle Voraussetzung für Stichprobenproben mit geringem Umfang<sup>742</sup> ist. Zwar werden (börsliche) Energiepreise<sup>743</sup> (oder auch Wertpapierpreise<sup>744</sup>) dieser Vorgabe nicht jederzeit (und vollumfänglich) gerecht, aber dennoch haben sich parametrische Tests im Schrifttum<sup>745</sup> weitgehend etabliert. Bei einer vergleichsweise besonders schiefen Verteilung

---

<sup>738</sup> Vgl. allgemein Grech/Calleja (2018); umfassend Pauser (2007), S. 96–105; kürzer Brown/Warner (1980), S. 217f.

<sup>739</sup> Vgl. einleitend Serra (2002), S. 4 und 7.

<sup>740</sup> Vgl. grundhaft Bortz (1999), S. 125–127 und Sachs/Hedderich (2009), S. 362f. Vgl. des Weiteren zur Relevanz von Stichprobenumfängen am Beispiel des Welch-Tests, der den herkömmlichen t-Test (nichtparametrischer Test) weiterentwickelt und sich für kleine Stichprobenumfänge eignet, Auer/Rottmann (2015), S. 374.

<sup>741</sup> Vgl. Kolari/Pynnonen (2011), S. 953 m.w.N.

<sup>742</sup> Vgl. Fahrmeir et al. (2007), S. 438.

<sup>743</sup> Vgl. Duffie/Gray/Hoang (2004), S. 547 sowie graphisch veranschaulicht Traber/Kemfert (2011), S. 253 und Da Costa Lewis (2005), S. 69–73. Ein kongruentes Verhalten kann bei Aktien(renditen) identifiziert werden, vgl. Fama (1976), S. 6f.

<sup>744</sup> Vgl. stellvertretend Brown/Warner (1985), S. 4.

<sup>745</sup> Vgl. herausstellend Lumley et al. (2002), S. 151: „It is widely but incorrectly believed that the t-test and linear regression are valid only for Normally distributed outcomes. This belief leads to the use of rank tests for which confidence intervals are very hard to obtain and interpret and to cumbersome data-dependent procedures where different transformations are examined until a distributional test fails to reject Normality“; ähnlich Sheskin (2011), S. 473f.; Hampel (2000), S. 1 und konstatierend Edgell/Noon (1984), S. 581. Vgl. dagegen kritisch, den allgemeinen Konsens ablehnend Erceg-Hurn/Miroseovich (2008), S. 594. Darüber hinaus mahnt Beaver (1968), S. 81f. zur Vorsicht vor einer sich maßgeblich ändernden Varianz der Renditen, welche durch das Eintreten von Ereignissen hervorgerufen bzw. intensiviert wird.

abnormaler Preisänderungen demonstrieren sie sogar eine höhere statistische Robustheit als ihre nicht-parametrischen (verteilungsfreieren<sup>746</sup>) Pendanten<sup>747</sup>.

Als prominentester Vertreter parametrischer Testverfahren gilt der einschlägige t-Test. Im Kontext von Event Studies untersucht er, ob sich die abnormalen Preisänderungen nicht statistisch signifikant von null<sup>748</sup> (Nullhypothese) unterscheiden. Hierbei wird die Signifikanzgröße  $t_{AP_{j,t}}$  aus der Division der spezifischen abnormalen Preisänderung  $AP_{j,t}$  zum Beobachtungszeitpunkt  $t$  durch die damit verbundene geschätzte Varianz  $\widehat{\sigma}^2(AP_j)$  im Ereignisfenster  $T_1$  bis  $T_2$  kalkuliert. Der zugehörige Formelausdruck<sup>749</sup> lautet unter der Annahme, dass die abnormalen Preisänderungen im Zeitverlauf unabhängig<sup>750</sup> voneinander sind, wie folgt:

$$t_{AP_{j,t}} = \frac{AP_{j,t}}{\sqrt{\widehat{\sigma}^2(AP_j)}}, \text{ wobei gilt}$$

$$\sqrt{\widehat{\sigma}^2(AP_j)} = \sqrt{\frac{1}{T_2 - T_1 + 1} \sum_{t=T_1}^{T_2} (AP_{j,t} - \overline{AP_j})^2}.$$

An die allgemeine Formulierung anknüpfend kann entsprechend die Teststatistik für kumulierte abnormale Preisänderungen<sup>751</sup>  $t_{CAP_{j,[t_1;t_2]}}$  auf folgende Weise mathematisch beschrieben werden:

$$t_{CAP_{j,[t_1;t_2]}} = \frac{CAP_{j,[t_1;t_2]}}{\sqrt{\widehat{\sigma}^2(CAP_j)}} \text{ mit}$$

<sup>746</sup> Vgl. Sheskin (2011), S. 109.

<sup>747</sup> Vgl. Bessembinder et al. (2009), S. 4222.

<sup>748</sup> Vgl. allgemein zur Anwendung des t-Tests Backhaus et al. (2011), S. 81–83; grundlegend sowie projiziert auf das CAPM Kohn/Öztürk (2011), S. 239–243.

<sup>749</sup> Vgl. Campbell/Lo/MacKinlay (1997), S. 160 i.V.m. Binder (1998), S. 114.

<sup>750</sup> Grundsätzlich akzeptiert die Teststatistik keine Autokorrelation im Testsample. Eine Missachtung kann zu häufigerem Ablehnen der Nullhypothese führen.

<sup>751</sup> Vgl. MacKinlay (1997), S. 24; ferner Serra (2002), S. 4.

$$\sqrt{\widehat{\sigma}^2(CAP_j)} = \sqrt{\frac{1}{T_2 - T_1 + 1} \sum_{t=T_1}^{T_2} (CAP_{j,[t_1;t_2]} - \overline{CAP_j})^2}.$$

Die Einbeziehung von erweiterten Testverfahren zur statistischen Prüfung von abnormalen Preisänderungen aus Strombörsentransaktionen erscheint insofern obligatorisch, als das sich der t-Test vorrangig in der Signifikanzanalyse von Ereignisstudien mit Aktien (mit hohem Stichprobenumfang) etabliert hat.

Eine probate Weiterentwicklung zur klassischen t-Testmethodik bietet das Verfahren von BOEHMER/MUSUMECI/POULSEN (fortlaufend BMP-Test<sup>752</sup> genannt), welches insbesondere das Problem einer potenziellen (stark) veränderlichen, häufig ereignisinduzierten Varianz<sup>753</sup> innerhalb der ermittelten Preisänderungen behebt. Das sogenannte standardisierte Querschnittsverfahren begegnet der Heteroskedastizitätseigenschaft von Strompreisen, indem eine Wertreihe  $j$  mit verhältnismäßig hoher Standardabweichung, und damit einem hohen Verzerrungspotenzial, eine proportionale, geringere Gewichtung<sup>754</sup> bei der Berechnung der Testgröße  $t_{BMP}$  erfährt. Induziert wird dies durch Betrachtung von Preisdaten aus dem Ereignis- sowie Schätzzeitfenster, was allgemein die Teststärke und Effizienz<sup>755</sup> positiv beeinflusst. Hauptaugenmerk der Prüfgröße liegt auf den sogenannten standardisierten abnormalen Preisänderungen (SAP), deren Berechnungsweise auf Mikkelson und Partch (1988) gründet und nachstehend spezifiziert<sup>756</sup> wird:

$$SAP_{j,t} = \frac{AP_{j,t}}{\hat{\sigma}_j \sqrt{1 + \frac{1}{T} + \frac{(P_{M,t} - \bar{P}_M)^2}{\sum_{t=1}^T (P_{M,t} - \bar{P}_M)^2}}} \text{ mit}$$

<sup>752</sup> Für eine skizzierte Darstellung vgl. Aktas/Bodt/Cousin (2007), S. 133f.

<sup>753</sup> Vgl. einleitend Pauser (2007), S. 98. Die Methodik evolvierte aus dem Ansatz von Patell (1976) insofern, dass ebenfalls standardisierte abnormale Renditen zugrunde gelegt werden. Werden dagegen aggregierte standardisierte abnormale Renditen fokussiert, muss auf die Signifikanzanalyse nach Mikkelson/Partch (1988) zurückgegriffen werden, welche aber gleichermaßen in der BMP-Teststatistik (in abgewandelter Form) abgebildet werden kann.

<sup>754</sup> Vgl. Boehmer/Masumeci/Poulsen (1991), S. 257.

<sup>755</sup> Vgl. pointiert Boehmer/Masumeci/Poulsen (1991), S. 260.

<sup>756</sup> Vgl. hier und im Folgenden Boehmer/Masumeci/Poulsen (1991), S. 269 i.V.m. Mikkelson/Partch (1988), S. 122, insbesondere letztere für die Prüfgröße zu kumulierten abnormalen Renditen.

$\hat{\sigma}_j$  als Standardabweichung (geschätzt) der abnormalen Preisänderung des betrachteten Handelsmarktes  $j$  sowie  $T$  als Gesamtanzahl der Tage im Schätzzeitfenster. Die anschließend zu berechnende Testgröße vereint in ihrem Prüfverfahren Ereignis- und Schätzperiode zum Analysezeitraum  $N$ , so dass sich nachstehender Ausdruck zur Kalkulation ableiten lässt:

$$t_{BMP} = \frac{\frac{1}{N} \sum_{j=1}^N SAP_{j,t}}{\sqrt{\frac{1}{N(N-1)} \sum_{j=1}^N \left( SAP_{j,t} - \sum_{j=1}^N \frac{SAP_{j,t}}{N} \right)^2}}$$

Dabei geht die Testgröße  $t_{BMP}$  von Grund auf von einer studentischen t-Verteilung<sup>757</sup> aus, wobei gleichzeitig für die abnormalen Preisänderungen eine Normalverteilung angenommen wird. Besitzt dagegen die Stichprobe eine hinreichende Größe, nähert sich die Testgröße einer Normalverteilung, so dass die statistische Robustheit des Verfahrens zunimmt.

Trotz der Modifizierung des t-Tests<sup>758</sup> sollten darüber hinaus die erzielten Beobachtungswerte stets in Kombination mit nicht-parametrischen Signifikanzmethoden auf ihre statistische Eignung hin überprüft werden, um in der Gesamtschau valide Aussagen zum Verhalten abnormaler Preisänderungen treffen zu können.

#### 6.2.4.2 Nicht-parametrische Testverfahren

Die Existenz nicht-parametrischer Signifikanzanalysen begründet sich vornehmlich durch die bereits thematisierte, häufige Verletzung der Normalverteilungsprämisse abnormaler Preisänderungen, was sich in leptokurtischen und (asymmetrisch) steilen

<sup>757</sup> Vgl. Pauser (2007), S. 99.

<sup>758</sup> Vgl. für eine kritische Bewertung zum standardisierten Querschnittsverfahren Ott (2011), S. 134f.

Verteilungen äußert. Jedoch erweist sich die alleinige Anwendung der Verfahren dieser Testkategorie mit größtmöglicher Verteilungsfreiheit<sup>759</sup> als ebenfalls nicht zielführend, wie Berry/Gallinger/Henderson (1990)<sup>760</sup> konstatierend anmerken. Zurückführend auf ihre (zu) geringen statistischen Limitierungen<sup>761</sup> infolge der Eliminierung von Wertabständen dienen sie lediglich zur Unterstützung der erzielten, als statistisch robust befundenen t-Testresultate in dieser Ereignisstudie<sup>762</sup>. Die Signifikanzanalysen nach CORRADO und COWAN werden im Forschungsstand als vielseitig einsetzbar sowie adäquat<sup>763</sup> eingestuft, so dass sie hiernach ergänzend zu den parametrischen Testverfahren ins Kalkül gezogen werden.

Beginnend mit der *Teststatistik nach Corrado (1989)* wandelt dieses Verfahren zahlenwertmäßige Ausprägungen abnormaler Preisänderungen des Schätz- und Ereigniszeitraums  $[T_1; T_4]$  in Rangzahlen<sup>764</sup> um. Der eigens für Ereignisstudien konzipierte *Corrado-Rangtest* arbeitet mit Ausnahme der Bildung von Rängen grundhaft nach dem gleichen Procedere wie der klassische t-Test, verspricht aber zugleich eine *erhöhte statistische Power*<sup>765</sup>. Vor der eigentlichen Bestimmung der Teststatistik erfolgt zuerst die Transformation sämtlicher abnormaler Preisänderungen der Handelsplätze  $j$  zu den in der Ereignisstudie integrierten Handelstagen  $t$  in ihre Rangzahlen  $(C_{j,t})$ <sup>766</sup>, um die wertmäßigen Abstände zwischen den abnormalen Preisänderungen zu entfernen:

---

<sup>759</sup> Vgl. Campbell/Lo/MacKinlay (1997), S. 172f.

<sup>760</sup> Vgl. subsumierend Berry/Gallinger/Henderson (1990), S. 79: „Although the nonparametric statistics appear to be more powerful at detecting abnormal performance, their [...] error characteristics and their sampling distribution leads to the conclusion that they are ill specified and should be used only with extreme care“.

<sup>761</sup> Insbesondere das (quasi) Ausblenden von Abständen zwischen Werten und Ersetzen durch eigene Bewertungsfaktoren führt zu einer geringen statistischen universellen Einsetzbarkeit, vgl. dazu Sheskin (2011), S. 109f., welcher zur Nutzung beider Testarten rät.

<sup>762</sup> Vgl. für eine kongruente Vorgehensweise exemplarisch Mußhoff (2007), S. 94–103; Carow/Kane (2002), S. 454–456; Ramiah/Martin/Moosa (2013), S. 1753f. und D'Souza/Jacob (2000), S. 469.

<sup>763</sup> Häufig kommt darüber hinaus zur Signifikanzprüfung der Vorzeichenrangtest nach Wilcoxon (1945) zum Einsatz. Aufgrund der unbedingten Gleichverteilungsannahme von positiven und negativen abnormalen Renditen wird jedoch eine Verwendung außer Betracht gezogen. Vgl. grundhaft zum Verfahren Cramer/Kamps (2017), S. 327; Dümbgen (2016), S. 102–105 und Sheskin (2011), S. 245–259.

<sup>764</sup> Vgl. skizziert Dick (2010), S. 184f. und Serra (2002), S. 8f.

<sup>765</sup> Vgl. Corrado (1989), S. 385–387; Campbell/Wasley (1996), S. 314f. und zudem würdigend Fidrmuc/Gorgen/Renneboog (2006), S. 2970.

<sup>766</sup> Vgl. Corrado (1989), S. 388.

$$C_{j,t} = \text{rank}(AP_{j,t}) \text{ mit } t = T_1, \dots, T_4.$$

Hierbei beginnt das Schätzfenster an  $T_1$  und endet an  $T_2$ , während  $T_3$  dem Start- und  $T_4$  dem Endzeitpunkt des Eventfensters zugewiesen werden, so dass alle Preisänderungen ab  $T_1$  bis einschließlich  $T_4$  zum Ereignis  $i$  für die Kalkulation inkludiert werden. Ferner zieht die zugrunde liegende Systematik die Bedingung  $C_{j,t} > C_{j,i}$ , insofern  $AP_{j,t} > AP_{j,i}$ <sup>767</sup> gilt, nach sich. Auf einer studentischen  $t$ -Verteilung basierend, wird dann die Teststatistik zur Nullhypothese aus der Differenz zwischen dem beobachteten Rang  $C_{j,t}$  und dem durchschnittlichen Rang ermittelt, die wiederum mit der Standardabweichung<sup>768</sup> der Ränge  $\sigma(C)$  dividiert wird:

$$t_{\text{Corrado},t} = \frac{\frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \left( C_{j,t} - \frac{T_4 - T_1 + 1}{2} \right)}{\sigma(C)} \text{ mit}$$

$$\sigma(C) = \sqrt{\frac{1}{T_4 - T_1 + 1} \sum_{t=T_1}^{T_4} \left( \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N \left( C_{j,t} - \frac{T_4 - T_1 + 1}{2} \right) \right)^2}.$$

Weisen die involvierten abnormalen Preisänderungen keine Querschnittskorrelation, d.h. durch lineare Unabhängigkeit zwischen den Preisdaten der einbezogenen Handelsplätze, auf, so kann die Prüfgröße als annähernd normalverteilt<sup>769</sup> bezeichnet werden.

Zur Prüfung von kumulierten abnormalen Preisänderungen wird häufig der *Cowan-Test*<sup>770</sup> (auch als *generalisierter Vorzeichentest* bezeichnet) eingesetzt, auf den sich die nachfolgende Darlegung konzentriert. Anknüpfend an das zuvor behandelte Prüfverfahren fungieren ebenso in Ränge ( $C_{j,t}$ ) umgewandelte abnormale Preisänderungen als integraler Bestandteil der Prüfgröße. Da kumulierte durchschnittliche abnormale Preisänderungen über ein konkretes Zeitfenster  $[t_1; t_2]$  betrachtet werden, verlangt die

<sup>767</sup> Vgl. Pauser (2007), S. 104.

<sup>768</sup> Vgl. Corrado (1989), S. 388 für die allgemeine Formel und zusätzlich S. 392 für eine modifizierte Variante, wenn Stichprobenumfänge von  $N < 10$  vorliegen.

<sup>769</sup> Vgl. Campbell/Wesley (1993), S. 78.

<sup>770</sup> Für eine einführende Darstellung Giaccotto/Sfridis (1996), S. 357 und Dutta (2014), S. 138f.

Teststatistik ex ante die Berechnung des durchschnittlichen Ranges  $\bar{C}_{[t_1; t_2]}$  von N inkludierten Strombörsen im gleichnamigen Zeitraum<sup>771</sup>:

$$\bar{C}_{[t_1; t_2]} = \frac{1}{t_2 - t_1 + 1} \left( \sum_{t=t_1}^{t_2} \bar{C}_t \right) \text{ mit}$$

$$\bar{C}_t = \frac{1}{N} \sum_{j=1}^N (C_{j,t}).$$

Das zugehörige mathematische Äquivalent zur Bestimmung der finalen Prüfgröße ergibt sich wie folgt<sup>772</sup>:

$$t_{Cowan} = \sqrt{t_2 - t_1} \frac{\bar{C}_{[t_1; t_2]} - \frac{T_4 - T_1 + 1}{2}}{\sqrt{\frac{\sum_{t=T_1}^{T_4} \left( \bar{C}_t - \frac{T_4 - T_1 + 1}{2} \right)^2}{T_4 - T_1 + 1}}}.$$

Insgesamt erfreut sich der *generalisierte Vorzeichentest* dank der vergleichsweise hohen Unempfindlichkeit gegenüber einem Varianzanstieg um den Ereigniszeitpunkt sowie der hohen statistischen Teststärke<sup>773</sup> großer Beliebtheit.

Mit je zwei parametrischen sowie nicht-parametrischen Signifikanzverfahren erfährt die obligatorische Robustheitsprüfung zur Falsifizierung der Hypothesen anhand der kalkulierten abnormalen Preisänderungen in hinreichender Manier Berücksichtigung: zur Prüfung einfacher abnormaler Preisänderungen werden der t-Test sowie die Teststatistik nach Corrado (1989) eingesetzt, für kumulierte abnormale Preisänderungen wird sich dem t-Test, dem BMP-Test und der Teststatistik nach Cowan (1992) bedient. Im Fall widersprüchlicher Testresultate entscheidet aufgrund der hohen statistischen Robustheit das Ergebnis des t-Tests. Im nächsten Schritt wird die Event Studie mit Blick auf die zugrundeliegende Problemstellung konzipiert und mit einer geeigneten Datenbasis unterlegt.

<sup>771</sup> Vgl. Cowan (1992), S. 346.

<sup>772</sup> Vgl. Cowan/Sergeant (1996), S. 1737.

<sup>773</sup> Vgl. für eine dafür stimmende Argumentation bezüglich der Nutzung des Cowan-Tests Mußhoff (2007), S. 103 sowie insbesondere FN 73.

### 6.3 Datensample und Forschungsdesign

Das folgende Teilkapitel dient zur methodischen Aufbereitung der Eventstudie und vereint dabei die formulierten Hypothesen basierend auf den Auffassungen von regulatorischen Eingriffen in den börsengestützten Energiehandel, die gewonnenen Erkenntnisse aus dem einschlägigen Literaturstand sowie die Vorgehensweise(n) zur Kalkulation (kumulierter) abnormaler Preisänderungen, wobei mit einer Diskussion zur Konzipierung einer problemspezifischen Datenbasis begonnen wird.

Die gemessen am aktuellen Forschungsstand erstmalige Durchführung einer Ereignisstudie zur Analyse von Marktreaktionen nach regulatorischen Änderungen am börsengestützten Energiehandel in Europa benötigt eine räumliche Segmentierung des Datensamples. Börsenstrompreise, die sich durch geschlossene Day-Ahead-Kontrahierungen nach dem bekannten Einheitspreisverfahren ergeben, stellen den Ausgangspunkt zur Kalkulation der Messindikatoren dar. Um valide Resultate in Gestalt von (abnormalen) Preisänderungen zu generieren, werden neben Marktpreisen der deutschen Strombörse auch die der unmittelbar geografisch angrenzenden (im Folgenden „Verbund-Börsen“) und die der weiter entfernten Spothandelsplattformen (im Folgenden „restliche europäische Börsen“) – als zwei separate Kontrollgruppen – im gleichen Zeitintervall einbezogen. Da gewöhnlich nur ein Marktpreis in Auktionsverfahren je Land<sup>774</sup> und Tageszeitstunde ermittelt wird und sich nach dieser Anzahl an Handelsplätzen der Stichprobenumfang bemisst, erscheint eine Expansion der Datengrundlage um weiter entfernte Strombörsen sinnvoll. Dabei ist die Mehrheit europäischer Handelsplätze eher indirekt (keine unmittelbare Netzverbindung zur physische Übertra-

---

<sup>774</sup> Ausnahmen bilden hierbei Norwegen, Schweden, Dänemark sowie Italien in der europäischen Energiebörsenlandschaft, vgl. dazu Chatzigiannis et al. (2016), S. 234. Gleichmaßen umfasst der deutsche Spotmarkt auch Österreich und Luxemburg, vgl. Brijs et al. (2017), S. 39. Infolge der (zunehmenden) Marktkopplung konnten Senkungen des mittleren Day-Ahead-Preisniveaus auf nationaler Ebene verzeichnet werden, was durch Bublitz/Keles/Fichtner (2017) und Newbery/Strbac/Viehoff (2016) nachgewiesen wurde. Vgl. in diesem Zusammenhang mit kritischem Blick Ochoa/van Ackere (2015).

gung der Commodity) als direkt mit dem deutschen Marktgebiet durch *Market Coupling*-Schnittstellen<sup>775</sup> verbunden. Daher werden neben Day-Ahead-Preisen der deutschen Strombörse ebenso Marktpreisdaten von den Spothandelstransaktionen<sup>776</sup> (2011 bis 2016) aus Frankreich (EPEX), Schweiz (EPEX) Spanien (OMEL), Portugal (OMEL), Niederlande (APX), Großbritannien (APX), Dänemark (Nord Pool), Finnland (Nord Pool), Schweden (Nord Pool), Norwegen (Nord Pool), Tschechien (OTE), Polen (POLPEX) und Rumänien (OPCOM) verwendet<sup>777</sup>.

Das so zustande kommende Sample empfiehlt sich aufgrund der hinreichend großen Repräsentation von Strombörsen<sup>778</sup> im europäischen Gebiet sowie der Verfügbarkeit von hochfrequenten, lückenlos analysierbaren Preisdatenreihen, welche von den ausgewählten Spothandelsbörsen zur Verfügung gestellt werden. Mit Blick auf die Koexistenz mehrerer Day-Ahead-Marktpreise für denselben Zeitpunkt in Norwegen, Schweden und Dänemark werden sämtliche lokalisierbare Börsenstrompreise einer Region in die Berechnungen integriert. So werden aus dem norwegischen Marktgebiet die sechs standortspezifischen Day-Ahead-Preise der Städte Oslo, Kristiansand, Bergen, Molde, Trondheim sowie Tromsø genutzt, während für Schweden die vier von Norden nach Süden angeordneten Preiszonen SE1 bis SE4 und für Dänemark die zwei räumlich nach westlich (DK1) und östlich (DK2) unterteilten Großhandelsmarktpreise<sup>779</sup> die Datenbasis bilden. Vereinfachungen in Form von arithmetisch gebildeten Durchschnittspreisen könnten dazu führen, dass potenzielle Reaktionseffekte von Börsenhändlern nach Eintreten eines Ereignisses unentdeckt bleiben.

Diesem Schritt folgt die Einteilung der nicht deutschen Strombörsen in zwei Kontrollsamples, die eine Gegenprüfung der Resultate ermöglichen. Die Zusammensetzung

---

<sup>775</sup> Vgl. grundhaft zu den Formen von Marktkopplung Grimm/Ockenfels/Zöttl (2008), S. 156f. und Biskas/Chatzigiannis/Bakirtzis (2013), S. 119 m.w.N. Für einen historischen Überblick zu den zu Regionen zusammengefassten Märkten vgl. Böckers/Heimeshoff (2014), S. 103; Ciarreta/Zarraga (2015), S. 42; umfassender Hawker/Bell/Gill (2017), S. 52f.

<sup>776</sup> Die Bezeichnungen der jeweiligen Strombörsen werden in Klammern aufgeführt.

<sup>777</sup> Zur Extrahierung der Day-Ahead-Preise wird die Datenbank Datastream von Thomson Reuters genutzt. Alle Notierungen erfolgen in der Währung Euro.

<sup>778</sup> Vgl. überblicksartig zur Marktrelevanz der ausgewählten, mit Kopplungspunkten verbundenen Börsen Pritzsche/Reimers (2016), S. 288–294.

<sup>779</sup> Vgl. zur Systematik der einzelnen Marktgebiete Nord Pool (2018); auch Mauritzen (2012), S. 6. Day-Ahead-Preise der schwedischen Preiszonen SE1 bis SE4 stehen erst seit der Marktaufteilung per 1. November 2011 zur Verfügung, wobei zuvor ein einheitlicher Börsenstrompreis für Schweden gebildet wurde. In der Konsequenz können Daten der vier Regionen für die Studien zur Wirkung des EEG 2014 sowie EEG 2017 zu Rate gezogen werden.

der Strombörsen erfolgt in Abhängigkeit der zu untersuchenden Hypothese. Fokussiert etwa die Ereignisstudie ein Regelwerk mit Geltungsbereich ausschließlich im deutschen Börsenstromhandel (H2 bis H5), wird zum einen originär die Wirkung konkret am deutschen Markt analysiert und zum anderen wird der (kumulierte) Effekt auf die umliegenden Handelsplätze der von bzw. an Deutschland im- oder exportierenden Nachbarstaaten<sup>780</sup> (*Verbund-Börsen*) sowie darüber hinaus (*restliche europäische Börsen*) untersucht. Hierbei werden für erstgenannte Kontrollgruppe die Energiespotbörsen in Tschechien, Polen, Schweiz, Frankreich, Niederlande, Dänemark sowie Schweden herangezogen. Aufgrund der physischen Interaktionsmöglichkeit mit den benachbarten Volkswirtschaften und deren Energiemärkten, kann eine statistisch signifikante Reaktion nach der Ankündigung eines erneuerbare Energien förderlichen Regelwerks in der besagten Gruppe nicht ausgeschlossen werden.

Des Weiteren untersucht die vorliegende Ereignisstudie mit REMIT ein für EU-Mitgliedsstaaten obligatorisches Rahmenwerk. Dazu wird die *erste Kontrollgruppe* auf alle davon betroffenen und im Datensample enthaltenen Strombörsen, mit Ausnahme des deutschen Handelsplatzes (Untersuchungsgruppe), zum entsprechenden Untersuchungszeitpunkt erweitert, um Zufälle oder (versteckte) Ansteckungswirkungen zwischen den Testreihen identifizieren zu können. In diesem Zusammenhang bilden der Schweizer und Norweger Spotmarkt mangels Mitgliedschaft in der EU das Sample der *restlichen europäischen Börsen* (zweite Kontrollgruppe), insofern deren Handelsplätze (und Akteure) offensichtlich von keiner der ins Kalkül gezogenen Regularien durch REMIT betroffen sind.

Zur Erstellung einer geeigneten Datenbasis, die auf den Day-Ahead-Preisen der genannten Handelsplätze basiert, schließt sich die Studie dem allgemeinen Konsens im Schrifttum an, woraus eine Nutzung von tagesbasierten Werten<sup>781</sup> folgt. Sollten entsprechende Spotmarktpreise für sowohl Grund- als auch Spitzenlastzeiten zur Verfügung stehen, werden ausschließlich Daten der ersten Kategorie genutzt, da Auktionen

---

<sup>780</sup> Belgien bleibt bei dieser Betrachtung aufgrund des nicht vorhandenen physischen Stromaustauschs außen vor, vgl. dazu die Datenbank von Agora Energiewende zu Ex- und Importstrommengen von Deutschland.

<sup>781</sup> Vgl. bereits Fama (1991), S. 1601 und Campbell/Lo/MacKinlay (1997), S. 153. Vgl. aktueller Al-Thaqeb (2018), S. 371; Loipersberger (2018), S. 37f. sowie Mosquera-López/Uribe/Manotas-Duque (2018), S. 458f. Darüber hinaus weisen Brown/Warner (1985), S. 4–6 auf Probleme hin, welche es bei der Verwendung von Daten auf Tagesniveau zu lösen gilt.

für Spitzenlastkontakte nur bestimmte Zeitstunden am Tag umfassen. Der Forderung nach einem geeigneten Marktindex zur Abbildung der europäischen Energiebörsenlandschaft im zugrundeliegenden Marktmodell folgend, werden die Berechnungen auf den *European Electricity Index (ELIX)* abgestellt. Selbiger repräsentiert alle (täglich) abgegebenen Gebote, die in den Marktgebieten der EEX und EPEX SPOT (Deutschland, Österreich, Luxemburg, Frankreich und Schweiz) abgegeben<sup>782</sup> worden sind. Ein alternativer Index mit ähnlichem oder gar höherem Repräsentationsgrad (vieler) europäischer Strombörsen ist bis dato nicht verfügbar. Zudem werden sämtliche Handelsaktivitäten des deutschen börsengestützten Energiegroßhandelsmarkts im ELIX vollumfänglich berücksichtigt, die von allen ins Kalkül gezogenen regulatorischen Instrumenten und insbesondere deren verkündeten Änderungen potenziell beeinflusst werden können.

Als Ereigniszeitpunkte werden sowohl die Veröffentlichungen der Erstentwürfe als auch die Verkündungsdaten im Parlament der zugrundeliegenden (novellierten) Gesetze verwendet, da der (Informations-)Zugang zu diesen Terminen für das Gros der Marktteilnehmer auf (transaktions-)kostengünstige Weise erfolgen kann. Die Auswahl dieser beiden Zeitpunkte stellt einen Kompromiss dar. Gesetzgebungsverfahren stellen zumeist langfristige Prozesse dar, in deren Verlauf sich eine Mehrzahl prägender Ereignisse finden kann, in deren Rahmen neue Informationen erstmals bekannt werden. Während die Erstentwürfe zunächst als Vorfassungen nur erste inhaltlich nachprüfbarere Regeländerungen zum Handel von erneuerbarer Energie preisgeben, beinhalten die von den legislativen Instanzen publizierten Fassungen die endgültigen Bestimmungen (und Restriktionen) in allen Einzelheiten, wobei nach beiden Akteure ihr Verhalten (potenziell) ausrichten. Demgegenüber stellt das Inkrafttreten der beschlossenen Normen per se keine neue Information dar, da der Geltungstag bereits annonciert wurde und (rational agierende) Börsenakteure auf deren Inhalte bereits vorbereitet sind. Die entsprechenden Informationen werden von der *Clearingstelle EEG/KWKG*, dem *Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)* und aus dem *Amtsblatt der Europäischen Union* sowie *Bundesgesetzblatt* extrahiert. In komprimierter Form fasst dazu Tabelle 12 das bisherige Vorgehen zusammen.

---

<sup>782</sup> Vgl. hier und im Folgenden EPEX Spot (2018a).

Tab. 12: *Untersuchte Ereignisse an Energiebörsen*<sup>783</sup>

<b>Gesetz</b>	<b>Erstentwurf</b>	<b>Parlament. Verkündung</b>	<b>Verbund-Börsen</b>	<b>Restliche europä- ische Börsen</b>
REMIT	<b>Kein Ereignis</b> 08.12.2010	<b>Ereignis (1)</b> 08.12.2011	Alle im Datenset enthaltenen Energiebörsen exklusiv Deutschland, Norwegen und Schweiz.	Schweizer und Norwegische Energiebörse(n).
EEG 2012	<b>Ereignis (2.a)</b> 17.05.2011 (Referentenentwurf)	<b>Ereignis (2.b)</b> 04.08.2011	Energiehandelsbörse(n) in Tschechien, Polen, Frankreich, Niederlande, Dänemark, Schweden, Schweiz.	Strombörse(n) in Portugal, Spanien, Großbritannien, Norwegen, Finnland, Rumänien.
EEG 2014	<b>Ereignis (3.a)</b> 04.03.2014 (Referentenentwurf)	<b>Ereignis (3.b)</b> 24.07.2014		
EEG 2017	<b>Ereignis (4.a)</b> 31.07.2015 (Eckpunkt Papier BMWi)	<b>Ereignis (4.b)</b> 18.10.2016		

In der tabellarischen Darstellung werden die zu untersuchenden regulatorischen Instrumente (in sachlich-chronologischer Reihenfolge) samt ihren Erstentwurfs- und parlamentarischen Verkündigungszeitpunkten aufgeführt. Zudem werden die in den Kontrollgruppen enthaltenen Strombörsen den Ereignissen zugeordnet.

Da der Zeitpunkt der Erstentwurfsveröffentlichung (08.12.2010) von REMIT zeitlich relativ nah an der Einführung des Marktindex *ELIX* (18.10.2010) liegt, wird hier nur der Verkündungstermin des Gesetzes verwendet, da ansonsten das Schätzzeitfenster vergleichsweise kurz ausfallen würde. Mit Blick darauf wird zunächst die Reaktion nach der Verkündung von REMIT (Ereignis 1) am deutschen Börsenstromhandel mittels Analyse (einfacher) abnormaler Preisänderungen gemessen. Zur Überprüfung der Ergebnisse dienen einerseits alle weiteren im Datensample enthaltenen EU-Handelsplätze (Verbund-Börsen-Sample) und andererseits die Strombörsen für Norwegen und Schweiz (restliche europ. Börsen). Bei letzteren beiden Gruppen erweitert sich die Bewertung auf eine Betrachtung der (kumulierten) durchschnittlichen abnormalen Preisänderungen. Weiterhin untersucht die Ereignisstudie im Rahmen der EEG-Novellierungen die Marktreaktionen sowohl zu den Veröffentlichungszeitpunkten der Erstentwürfe (Ereignis (2.a), (3.a), (4.a)) als auch zu den Verkündungsterminen im Parlament (Ereignis (2.b), (3.b), (4.b)). Dabei wird anfangs analog hinsichtlich des

<sup>783</sup> Quelle: Eigene Darstellung, Daten entnommen vom Amtsblatt der Europäischen Union, Clearingstelle EEG/KWKG, BMWi und Bundesgesetzblatt.

primären Untersuchungsobjektes (deutsche Strombörse) verfahren, dann aber im zweiten Schritt auf (eventuelle) Ansteckungseffekte auf Basis (kumulierter) durchschnittlicher abnormaler Preisänderungen mit Hilfe der zwei zugehörigen Kontrollgruppen (siehe Tab. 12), welche sich hier aus den geografisch umliegenden Nachbarbörsen (Verbund-Börsen) bzw. den weiter entfernten Energiebörsen (restliche europäische Börsen) zusammensetzen.

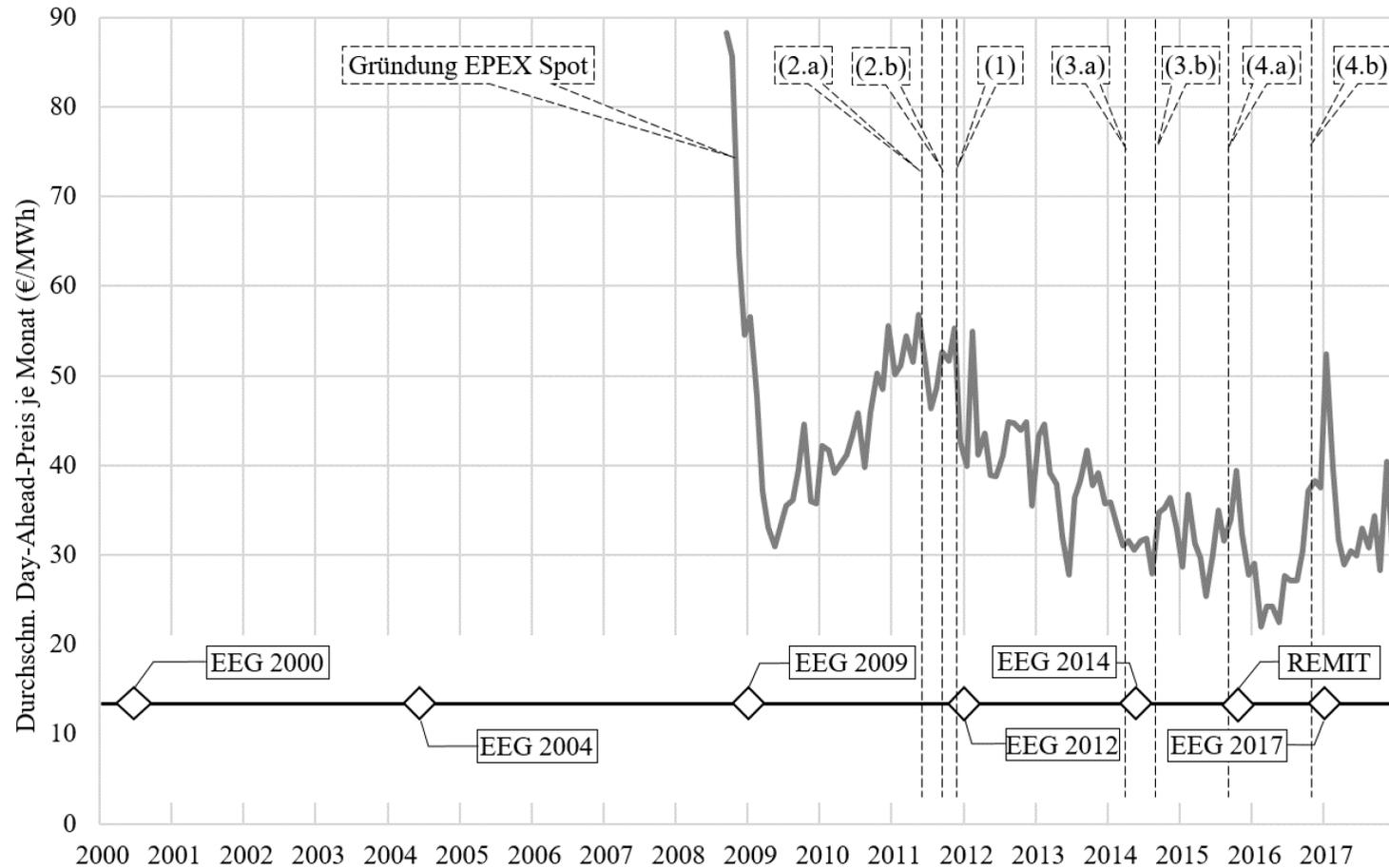
Im Hinblick auf mögliche Verhaltensanpassungen von Marktakteuren infolge von Ereignissen ist der langwierige Regelsetzungsprozess zu bedenken, in dessen Rahmen zwischen Erstentwurf sowie Publizierung und Inkrafttreten regelmäßig Monate oder teils Jahre (wie etwa bei REMIT) vergehen, was den von diesen Marktregeln betroffenen Akteuren die Möglichkeit gibt, sich auf die Regeländerungen umfassend einzustellen. Dazu zeigt Abbildung 20 exemplarisch den zeitlichen Regelsetzungsprozess für die vier untersuchten Gesetze.

Ein nächster Aspekt betrifft den Zeitpunkt bzw. die Geschwindigkeit der Preisreaktion. Im Kontext der bereits dargelegten Effizienzmarkthypothese von FAMA müssten auf einem streng informationseffizienten Markt sämtliche Informationen, also selbst Insider-Informationen, unmittelbar und erst nach ihrem Entstehen eingepreist sein. Zwar kristallisierten sich (Strom-)Börsen bereits als informationseffizienteste Marktform heraus, jedoch als nur halbstreng informationseffizient<sup>784</sup>. Demnach müssten öffentlich zugängliche Informationen nach ihrer Publikation zeitnah zu Anpassungsreaktionen führen.

---

<sup>784</sup> Vgl. Kap. 3.2.

Abb. 20: *Historie der Gesetzesnovellen*<sup>785</sup>



Die Grafik veranschaulicht die Zeitpunkte des Inkrafttretens von REMIT sowie den wesentlichen EEG-Fassungen (untere Achse) und die Entwicklung des monatlichen Day-Ahead-Preises (linke Achse) im deutschen Marktgebiet. Daneben werden die Ereigniszeitpunkte (in Klammern dargestellt) aufgeführt.

<sup>785</sup> Quelle: Eigene Darstellung, Daten entnommen aus EPEX Spot, Amtsblatt der Europäischen Union und Bundesgesetzblatt.

Sofern also die EPEX ein halbstreng informationseffizienter Markt ist, müsste die Wahrnehmung öffentlich zugänglicher Informationen durch die Marktteilnehmer zu umgehenden Strompreisveränderungen führen. Grundsätzlich wäre hierbei eine Reaktion in Gestalt von abnormalen Marktpreisänderungen einen Tag nach<sup>786</sup> dem jeweiligen Ereignis zu erwarten. Sollten sich unmittelbar vor dem Ereignistag unter obligatorischem Ausschluss von *Confounding Events* statistisch robuste abnormale Preisänderungen erkennen lassen, wäre dies ein Indiz für ein ex ante Bekanntwerden einer Information oder gar Insiderhandel. Ferner dürften keine (verzögerten) Preisänderungseffekte nach dem Folgetag eines Events diagnostiziert werden können.

Weitere wesentliche Bestandteile einer Event Study stellen ihre zeitlichen Abgrenzungen in Form ihrer Schätz- und Ereigniszeitfenster dar. Gängige zeitliche Umfänge für das Schätzfenster variieren in der Literatur zwischen 30 und 240 Tagen<sup>787</sup>. Grundsätzlich ermöglichen die vergleichsweise langen zeitlichen Abstände zwischen den Bekanntmachungen der einzelnen Regelwerke (siehe Tab. 12) eine noch längere Dauer der Schätzperiode, wobei diesem Gedanken das zunehmende Potenzial von *Confounding Events* entgegenzusetzen ist. Schließlich stellt die Bestimmung der Fensterlänge stets ein Kompromiss dar, so dass übereinstimmend mit dem Forschungsstand und aus Gründen der Vergleichbarkeit mit vorangegangenen Studien das Schätzfenster auf 120 Handelstage<sup>788</sup> ausgelegt wird.

Des Weiteren muss neben der zeitlichen Länge des Ereigniszeitraums ebenso eine Auswahl zwischen einem symmetrischen und asymmetrischen Ereigniszeitfenster<sup>789</sup>

---

<sup>786</sup> Grundsätzlich sollte die Informationsverarbeitung innerhalb des Ereignistages erfolgen, wobei ein Effekt anhand von Day-Ahead-Preisen bedingt durch das (vortägliche) Auktionsverfahren erst am Folgetag identifiziert werden kann. Vgl. grundsätzlich zum erwarteten Verhalten von Marktakteuren Fama (1991), S. 1601.

<sup>787</sup> Vgl. Wengner/Burghof/Schneider (2015), S. 84 (Minimum) und Ahern (2009), S. 470 sowie Armitage (1995), S. 30 (Maximum), wobei (immer seltener konzipierte) Ereignisstudien auf Basis von Wochen- oder Monatsdaten deutlich andere Dauern aufweisen, wie etwa bei Malatesta (1986), S. 32. So entwickeln weiterhin Han et al. (2009), S. 150, ihr Ereignisstudienkonzept mit einer Schätzperiode von 255 bis 30 Tagen vor dem Ereignistag, während Angbazo/Saunders (1996), S. 10; Schäfer (2013), S. 12 und Porter/Roenfeldt/Sicherman (1999), S. 267 für ihre Schätzfenster 120, 140 bzw. 160 Tage zugrunde legen.

<sup>788</sup> Den gleichen Umfang legen Marks/Musumeci (2017), S. 334 zugrunde. Gleichmaßen befürworten Dnes et al. (1998), S. 213 (nach vorgelagerten Literaturstudien und Tests) ein Schätzfenster von 100 und mehr Handelstagen.

<sup>789</sup> Für eine Übersicht typischer, um den Ereignistag gleich- und ungleichverteilter Zeitintervalle vgl. Kleinow et al. (2014), S. 1598.

getroffen werden. Bei ersterem haben der ex ante- und ex post-Ereigniszeitraum die gleiche Dauer. Sehr kurze (symmetrische) Ereignisanalysezeiträume wie bspw. bei Jorion/Liu/Shi (2005)<sup>790</sup> [-1; +1] bergen die Gefahr sowohl wertmäßige, durch Insiderwissen induzierte Effekte im Vorfeld eines Events zu verschleiern bzw. in die Schätzperiode einfließen zu lassen als auch zeitlich nach hinten als  $t_0 + 1$  versetzte Wirkungen unerforscht zu lassen. Ungeachtet dessen finden sich im Literaturstand mehrheitlich symmetrische Handelstagfenster mit den folgenden Ausprägungen: [-2; +2]<sup>791</sup> sowie [-5; +5]<sup>792</sup>. Diese Studie folgt dieser best practice und legt jedoch zur Vermeidung eines zu kurzen Zeitraums ein (in Tagen gemessenes) Ereignisfenster mit letzttaufgeführter Zeitspanne zugrunde, woraus sich der Schätzzeitraum [-125; -6] ergibt.

Mit der Konzipierung des Forschungsdesigns, kann nachfolgend analysiert werden, inwieweit die vorgenannten Ereignisse zum Erstentwurf (Event (2.a), (3.a), (4.a)) und zur Veröffentlichung (Event (1), (2.b), (3.b), (4.b)) von REMIT und den EEG-Novellen 2012, 2014 und 2017 zu (statistisch signifikanten) abnormalen Preisänderungen an der deutschen Strombörse geführt haben, deren Auswertung den Gegenstand des nächsten Teilabschnittes bildet.

## 6.4 Diskussion der Ergebnisse

### 6.4.1 Analyse der erzielten Resultate

Mit Blick auf die Falsifizierung der aufgestellten Hypothesen zur Relevanz der (novellierten) Regelwerke für Marktakteure wird zuerst der Fokus auf die Reaktionssensibilität des deutschen Börsenstromhandels gerichtet. Zusammengetragen in Tabelle 13<sup>793</sup> für REMIT und Tabelle 14<sup>794</sup> für die EEG-Fassungen, kristallisieren sich über alle sieben Ereignisse hinweg keine eindeutigen Resultate heraus, da die Vorzeichen

---

<sup>790</sup> Sie konstruieren für ihre Ereignisstudie einen Ereigniszeitraum von [-1; +1], um ausschließlich die direkten (vor- und nachträglichen) Wirkungen eines Events zu analysieren, vgl. dazu Jorion/Liu/Shi (2005), S. 319.

<sup>791</sup> Vgl. exemplarisch Berk (2014), S. 74; Zhao et al. (2018), S. 226 und Cybo-Ottone/Murgia (2000), S. 839, wobei insbesondere die beiden letztgenannten Studien mehrere (länger andauernde) Ereignisfenster für ihre Analysen zu Rate ziehen.

<sup>792</sup> Vgl. stellvertretend O'Hara/Shaw (1990), S. 1594; Abad-Romero/Robles-Fernandez (2006), S. 892; Mentz (2006), S. 110 und Palmquist/Bask (2016), S. 273.

<sup>793</sup> Die zugehörigen Werte zu den Kontrollgruppen können der Tab. 62 im Anhang entnommen werden.

<sup>794</sup> Die zugehörigen Werte zu den Kontrollgruppen können aus den Tab. 63 und 64 im Anhang abgelesen werden.

der (abnormalen) Preisänderungen sowohl vor und danach als auch um den Ereignistag scheinbar zufällig variieren, was vornehmlich auf Marktrauschen (*Market Noise*) zurückgeführt werden kann. Werden zusätzlich die (erforderlichen) statistischen Signifikanzprüfungen ins Kalkül gezogen, erscheinen insbesondere die Ergebnisse zu Ereignis (2.a) und (2.b) wenig signifikant, was bedeutet, dass das zugrundeliegende Event für Marktteilnehmer von keiner Bedeutung (für den Handel mit Energie) gewesen ist. Konträr dazu können bei allen weiteren Zeiträumen (zumindest an einem Handelstag und mittels parametrischer Testverfahren) statistisch valide Ergebnisse zu den Ereignissen (1), (3.b) und (4.b) identifiziert werden. Bei der Verkündung von REMIT (Event (1)) lassen sich signifikante positive abnormale Preisänderungen im Vorfeld von  $t_0$  erkennen. Ebenfalls auf 90%igem Signifikanzniveau können negative Preisänderungen am 4. Handelstag nach dem Ereignis bei (3.b) festgestellt werden können.

Tab. 13: *Reaktionen auf die REMIT-Verkündung*

Ereignis (1): REMIT-Verkündung (08.12.2011)			
t	Abn. Preisänderungen	t-Statistik	Test nach CORRADO
-5	-0,0063	-0,1171	-0,1706
-4	-0,0869	-1,6198	-1,5878
-3	0,0896	<b>1,6709*</b>	1,6402
-2	0,0312	0,5816	0,8004
-1	-0,0200	-0,3722	-0,6955
0	0,0143	0,2673	0,4068
+1	-0,0804	-1,4981	-1,5090
+2	0,0458	0,8545	1,2203
+3	0,0168	0,3136	0,5118
+4	0,0045	0,0848	0,1443
+5	-0,0158	-0,2944	-0,5380

In dieser Tabelle sind die abnormalen Preisänderungen abgebildet, die im Zuge der Ereignisse im Eventfenster [-5; +5] am deutschen Strombörsenhandel gemessen wurden. Obligatorische Signifikanzanalysen erfolgen mittels t-Test und der Teststatistik nach CORRADO, bei denen die Signifikanzniveaus 90%/95%/99% durch \*/\*\*/\*\* gekennzeichnet sind.

Die stärkste Reaktion zeigen hiernach Börsenakteure am hiesigen Strommarkt bei der Publizierung der überarbeiteten Fassung des EEG 2017 (Event (4.b)), was insofern nachvollziehbar erscheint, da das institutionelle Rahmenwerk eine Neukonzipierung der (finanziellen) Förderung für erstmalig errichtete, regenerative Energieanlagen vornimmt. Gegenüber der eher evolutionären Fortführung der beiden Vorversionen des EEG (mit kontinuierlicher Drosselung der Förderprämie sowie sukzessiven Einführung der Direktvermarktungspflicht für regenerativ erzeugten Strom) interpretieren

Marktteilnehmer dies dahingehend als revolutionäres regulatorisches Instrument, dessen Relevanz sich in positiven Preisänderungen zwei Handelstage im Voraus und vier im Nachgang der Verkündung des EEG 2017 äußert.

Zudem können zum Ereigniszeitpunkt bei (4.b) signifikante negative abnormale Preisänderungen beobachtet werden, so dass anzunehmen ist, dass am Vorauktionstag Börsenteilnehmer ihre Handelsaktivitäten (in Gestalt von Geboten) hiernach mit einer besonderen Erwartungshaltung gegenüber dem EEG 2017 ausgerichtet haben, was anhand der statistisch signifikanten (negativen) Marktpreisänderung, ermittelt durch die (logarithmierte) Marktpreisdifferenz zwischen  $t_0$  und  $t_{-1}$ , nachgewiesen werden kann. Schließlich muss jedoch konstatiert werden, dass sich über alle vier Ereignisse hinweg keine eindeutigen Preisreaktionen identifizieren lassen (vgl. Tab. 13 und Tab. 14).

Die statistischen Signifikanzprüfungen zu den Ereignissen der Erstentwürfe zum EEG ((2.a), (3.a) und (4.a)) sowie Event (2.b) lassen darauf schließen, dass sie keinen statistisch, messbaren Einfluss auf den Marktstrompreis haben und somit irrelevant für Börsenakteure sind oder sie keine Kenntnis von den Informationen zu jenem Zeitpunkt erlangt haben. Gleichmaßen besteht auch die Möglichkeit, dass (ein wesentlicher Teil der) Akteure der deutschen Strombörse bereits vor den Events Zugang zu den Regeländerungen erhielten und daraufhin ihr Verhalten vorzeitig angepasst haben. Die fehlende Signifikanz bei allen Ereignissen zu den Erstentwürfen der EEG-Fassungen erscheint dennoch verwunderlich, da die Entwürfe erstmalig konkrete Bestimmungen zur (verpflichtenden) Direktvermarktung (Ereignis (2.a) und (3.a)) und dem Ausschreibungsverfahren (Ereignis 4.a) preisgeben, nach denen Börsenakteure ihr (künftiges) Handelsverhalten vorzeitig ausrichten können. Konträr dazu können zu den späteren Ereignissen (3.b) und (4.b) statistisch signifikante Ergebnisse (vgl. Tab. 14) identifiziert werden, die sich auf die Verkündung der EEG-Novellen 2014 bzw. 2017 beziehen.

Tab. 14: Reaktionen auf die EEG bezogenen Ereignisse

Ereignis (2.a): Erstentwurf zum EEG 2012 (17.05.2011)				Ereignis (3.a): Erstentwurf zum EEG 2014 (04.03.2014)			Ereignis (4.a): Erstentwurf zum EEG 2017 (31.07.2015)		
t	Abnormale Preisänderungen	t-Statistik	Test nach CORRADO	Abnormale Preisänderungen	t-Statistik	Test nach CORRADO	Abnormale Preisänderungen	t-Statistik	Test nach CORRADO
-5	0,011	0,163	0,555	0,034	0,163	0,529	-0,019	-0,127	-0,397
-4	-0,044	-0,683	-1,454	0,035	0,169	0,608	0,179	1,178	1,613
-3	-0,033	-0,506	-1,190	-0,090	-0,438	-1,111	-0,052	-0,343	-1,058
-2	0,040	0,611	1,269	0,055	0,265	0,793	0,012	0,078	0,212
-1	-0,022	-0,345	-0,873	-0,051	-0,246	-0,688	-0,055	-0,364	-1,084
0	0,061	0,942	1,534	0,024	0,117	0,370	0,000	-0,003	-0,026
+1	-0,059	-0,908	-1,560	-0,041	-0,200	-0,555	-0,079	-0,521	-1,296
+2	0,020	0,304	0,793	-0,020	-0,098	-0,317	0,077	0,507	1,216
+3	0,047	0,726	1,349	-0,013	-0,062	-0,159	0,015	0,099	0,291
+4	-0,085	-1,314	-1,640	0,121	0,588	1,349	0,039	0,254	0,714
+5	-0,003	-0,039	-0,132	0,120	0,582	1,296	-0,023	-0,153	-0,502
Ereignis (2.b): Verkündung des EEG 2012 (04.08.2011)				Ereignis (3.b): Verkündung des EEG 2014 (24.07.2014)			Ereignis (4.b): Verkündung des EEG 2017 (18.10.2016)		
t	Abnormale Preisänderungen	t-Statistik	Test nach CORRADO	Abnormale Preisänderungen	t-Statistik	Test nach CORRADO	Abnormale Preisänderungen	t-Statistik	Test nach CORRADO
-5	0,074	0,814	1,428	-0,003	-0,043	-0,106	0,044	0,728	1,190
-4	0,014	0,157	0,502	0,058	0,905	1,137	-0,017	-0,286	-0,555
-3	-0,048	-0,529	-1,190	-0,027	-0,435	-0,740	0,092	1,521	1,560
-2	-0,039	-0,425	-1,005	-0,046	-0,721	-1,058	0,122	<b>2,020**</b>	1,640
-1	-0,012	-0,130	-0,291	-0,001	-0,011	0,053	-0,039	-0,641	-0,952
0	0,042	0,463	1,084	-0,004	-0,064	-0,132	-0,104	<b>-1,731*</b>	-1,587
+1	-0,030	-0,332	-0,793	0,003	0,046	0,159	-0,051	-0,839	-1,243
+2	0,029	0,322	0,846	0,095	1,488	1,454	0,003	0,055	-0,026
+3	0,076	0,840	1,454	0,090	1,414	1,428	-0,056	-0,931	-1,349
+4	-0,060	-0,656	-1,428	-0,112	<b>-1,761*</b>	-1,534	0,202	<b>3,364***</b>	<b>1,692*</b>
+5	-0,095	-1,043	-1,560	0,068	1,067	1,243	-0,013	-0,216	-0,450

Die Tabelle zeigt die abnormalen Marktpreisänderungen auf Tagesbasis im Eventfenster [-5; +5] an der deutschen Strombörse (N=1). Die Signifikanzanalysen erfolgen mittels t-Test und der Teststatistik nach Corrado (1989), bei denen die Signifikanzniveaus (90%/95%/99%) durch \*/\*\*/\*\* gekennzeichnet sind.

Ungeachtet dessen bekräftigen die vor dem Event eingetretenen statistisch signifikanten Preisänderungen bei den Ereignissen (1) und (4.b) (vgl. Tab. 13 und Tab. 14) im Vorfeld der Analyse hergeleitete Vermutung von der Nutzung alternativer *Informationsquellen*. Händler besaßen offenbar eine gewisse Erwartungshaltung bezüglich der bevorstehenden öffentlichen Annoncierung der Regelwerke. Parallel dazu begründen sich die zeitlich nach  $t_1$  identifizierten Preisänderungen (mit unterschiedlichem Vorzeichen) bei Ereignis (3.b) und (4.b) im Rahmen der unterstellten halbstrengen Informationseffizienz der deutschen Strombörse durch die vorherrschenden *heterogenen Informationsstände* der Börsenhändler. Nur ein (geringer) Teil von ihnen betreibt offenbar eine umfassende und unverzügliche Informationsbeschaffung mittels unterschiedlicher Kanäle, um selbiges aufbereitetes Wissen in ihre Transaktionen am börsegestützten Stromhandel vor dem Inkrafttreten der Regeländerungen einfließen zu lassen und sich so einen Wettbewerbsvorteil gegenüber anderen Akteuren sichern zu können.

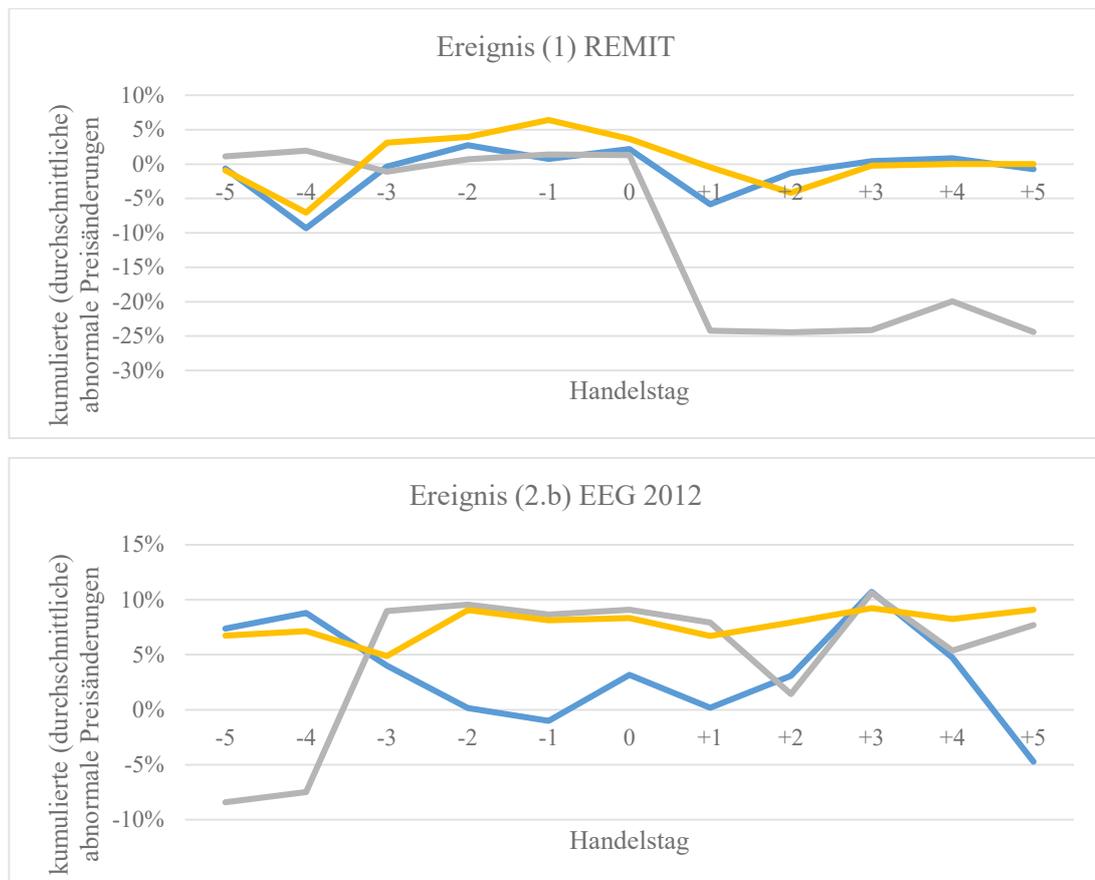
Die insgesamt nur partiell vorzufindende statistische Signifikanz bei den Resultaten, insbesondere bei komplementärer Betrachtung der nicht-parametrischen Teststatistiken, legt eine erweiterte, segmentierte Ergebnisauswertung auf Basis der konsekutiven Kontroll-Samples nahe. Eine fortführende Analyse zur Sensibilität europäischer Stromhändler auf erneuerbare Energien betreffende Regularien unter dem Aspekt des angestrebten paneuropäischen Energiebinnenmarktes, könnte zusätzliche Rückschlüsse auf die Verbundenheit der Einzelmärkte mit der deutschen Strombörse und deren übergeordnete Gesetze zulassen. Zunächst werden in Abbildung 21 dazu die gebündelten, arithmetisch gemittelten Preisänderungsverläufe (CAAP) im Vergleich zu den bisher fokussierten Werten des deutschen Stromgroßhandelsmarkts nachgezeichnet. Eine analoge Darstellung für die Ereignisse (2.a), (3.a) und (4.a) findet sich in Abbildung 31 im Anhang.

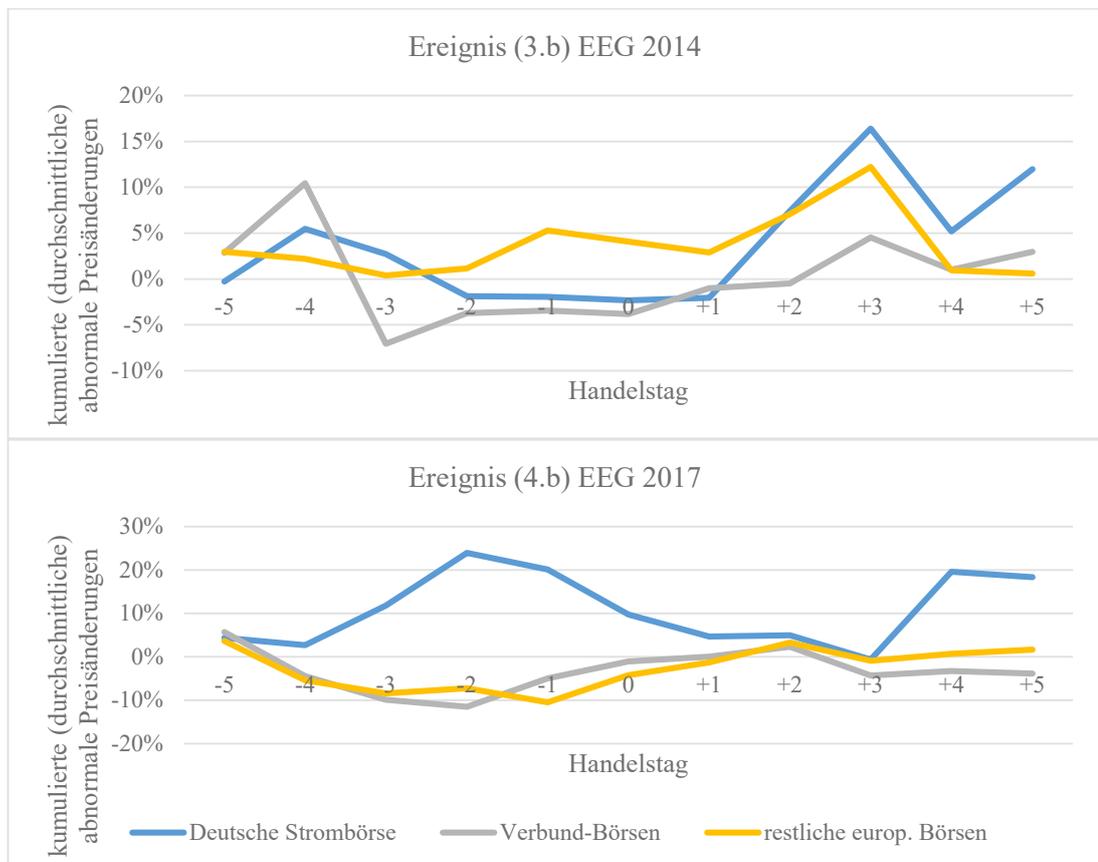
Während sich bei Ereignis (1) ein noch relativ kongruenter Verlauf der abnormalen Preisänderungen vor dem Ereignistag zeigt, lassen die weiteren Kurven Interpretationsspielraum hinsichtlich der Reaktionen von Börsenakteuren. Zunächst zeigt sich ein markanter Abfall der Kurve des Verbund-Börsen-Samples unmittelbar nach dem Event in der ersten Teilgrafik. Verglichen mit dem deutschen Stromhandel und den

restlichen europ. Börsen verbinden hierbei die Marktteilnehmer offenbar die (anstehende) Implementierung von REMIT mit (stark) negativen Erwartungen. In ähnlicher Weise sinken die kumulierten (durchschnittlichen) Preisänderungen der Verbund-Börsen bei Ereignis (2.b) nach  $t_1$ , bevor sich aber ein starker Anstieg am 3. Handelstag anschließt.

Im Gegensatz dazu leitet der Ereignistag bei (3.b) und (4.b) eine, wenn auch geringfügige Erhöhung der aggregierten Preisänderungen ein, was mit einem Anstieg des tagsgewichteten Marktpreises vom Vor- zum Eventtag involvierter Strombörsen gleichzusetzen ist. Gleichermäßen kann ein Anstieg der CAAP-Linien der Verbundbörsen (siehe Abb. 31 im Anhang) nach dem Ereignistag bei allen Erstentwurfs-Ereignissen ((2.a), (3.a), (4.a)) identifiziert werden.

Abb. 21: Preisänderungsentwicklung der Samples





In den Diagrammen werden die mittelwertgewichteten kumulierten abnormalen Preisänderungen (CAAP) der Kontroll-Samples gegenüber den aggregierten Preisänderungsverläufen (CAP) des deutschen Energiehandels im Ereignisfenster [-5; +5] zu den Ereignissen (1), (2.b), (3.b) und (4.b) grafisch veranschaulicht.

Demnach besitzen die (sukzessiv) weniger erneuerbare Energien unterstützenden Inhalte der novellierten EEG-Fassungen eine Signalwirkung auf Börsenakteure, die dezidiert mit einem (hier wahrscheinlich eher schwach) steigenden Energieangebot aus fossilen Quellen darauf reagieren, wobei das offerierte, konventionell erzeugte Stromportfolio mit erhöhten Grenzkosten behaftet ist. In der weiteren Konsequenz verlagert sich *ceteris paribus* die *Merit Order* zugunsten eines höheren Marktpreises an den ausgewählten börsengestützten Energiegroßhandelsmärkten und führt mithin zu (abnormalen) Preisänderungen. Aus diesen Beobachtungen heraus zeigen sich demnach, wenn auch zeitlich versetzt, durch die Verkündung des EEG *Spillover-Effekte*<sup>795</sup> preislicher Natur auf die unmittelbar um und mit Deutschland operierenden Strombörsen.

<sup>795</sup> Vgl. exemplarisch zu Spillover-Effekten zwischen (nationalen und regionalen) Energie- bzw. energienahen Märkten Dhamija/Yadav/Jain (2018); Green et al. (2018) und Wang/Guo (2018). Darüber hinaus subsumieren Richter/Viehmann (2014), S. 76: „Power exchanges can ensure welfare-maximizing cross-border flows between the market areas as they possess full information about all

Mit zunehmender Informationspermeabilität zwischen den Börsen sowie Intensivierung des *Market Couplings* und damit sinkender Transaktionskosten könnten solche Reaktionen – abnormale Marktpreisänderungen infolge der Verschiebung von Handelsaktivitäten zu Lasten (oder zu Gunsten) des deutschen Energiegroßhandels – durchaus künftig vermehrt und mit höherem Ausmaß identifizierbar sein. Ähnliche Auswirkungen könnten durch den fortschreitenden Zusammenschluss des übergeordneten paneuropäischen (börsenartigen) Energiehandels hervorgerufen werden. Ihr potenzielles Auftreten hängt nicht zuletzt einerseits von der Börsenhandelsaktivität (Liquidität)<sup>796</sup> in den von der Regulierung betroffenen Ländern und andererseits von deren (physischer) Verbindung zu mittelbar und unmittelbar umliegenden, primär nicht im Geltungsbereich der Markteingriffe befindlichen Handelsmärkten ab. Des Weiteren müsste das für Auktionen vorgesehene Energieangebot einen Einfluss haben, ob und inwieweit positive oder negative Reaktionen nach der Annoncierung etwaiger Regularien zu finden sind.

Bei einem zur Verfügung stehenden Stromangebot jeweils hälftig aus erneuerbaren und fossilen Quellen, würden Börsenakteure per se eine indifferente Haltung zum Ereigniszeitpunkt gegenüber dem verkündeten Regelwerk einnehmen und sich letztlich dadurch keine (signifikanten) oder kaum erkennbare Indizien in Form abnormaler Preisänderungen lokalisieren lassen. Besteht einerseits die anteilige Mehrheit der verkaufsfähigen Auktionsstrommenge aus regenerativen Quellen an der deutschen Börse und wirkt das Gesetz (künftig) gegen eine regenerative Stromproduktion, so kann davon ausgegangen werden, dass Kraftwerksbetreiber mit Handelsabsichten mit einer Angebotsverknappung von erneuerbarem Strom bzw. Ausweitung von konventionellen Strom reagieren. Andererseits können Betreiber bereits bestehender EE-Anlagen aufgrund des abgelaufenen Förderungszeitraums im Rahmen der gesetzlich garantierten Einspeisevergütung des EEG und unabhängig von der aktualisierten Gesetzeslage, durchaus am börsengestützten Energiegroßhandel zusätzliche Strommengen anbieten.

---

hourly supply and demand curves in the connected market areas and the available cross-border capacity”.

<sup>796</sup> Im Gegensatz zu Finanzmärkten besitzen Energiemärkte von Grund auf eine eher geringere Liquidität, so dass die Relevanz einer Strombörse (für andere und deren Teilnehmer) im europäischen Gebiet durchaus von Handelsaktivitäten einzelner Akteure, die in bestimmter Weise reguliert werden, abhängen kann. Vgl. dazu Pilipovic (2007), S. 19f.

Die Frage welcher der beiden Effekte überwiegt oder gar eine Kompensation stattfindet, kann indes nicht eindeutig geklärt werden.

Wenn im angestrebten paneuropäischen Energiemarktes physisch und gesetzlich die Möglichkeit bestünde beliebig große Strommengen zu verteilen, dann könnte sogar eine (partielle oder gar vollständige) Angebotsverlagerung auf Börsen mit weniger (bis nicht existenten) erneuerbare Energien feindlichen, übergestelltem institutionellen Rahmenwerken erfolgen. Mit Kenntnis über die Gesetzesverkündung evaluieren Börsenakteure des Verbund-Börsen-Samples ihr (zukünftiges) Arbitragepotenzial beim Import von Energie im primär betroffenen deutschen Markt. Kompensieren oder überschreiten die (zusätzlichen) Grenzkosten die Arbitrage, verringern Marktakteure des Verbund-Samples ihre Nachfrage am hiesigen Markt, was in der Folge bei gleichbleibendem (oder sinkendem) Angebot zu einem (beträchtlichen) Anstieg des Marktpreises führt, was sich analytisch im Aufkommen positiver abnormaler Preisänderungen direkt nach dem Ereignistag bzw. kurz danach reflektiert. Weiterhin zeigen die Kurven der zweiten Kontrollgruppe (restliche europäische Börsen) überwiegend (und entgegen den Erwartungen) keine (komplett) gegenläufigen Verläufe gegenüber denen der Verbund-Börsen. Insbesondere wird dies bei Ereignis (4.b) und bisweilen auch bei (2.a) (siehe Abb. 31 Anhang) und (2.b) durch den hier schon annähernd gleichartigen Verlauf der beiden CAAP-Linien verdeutlicht.

Inwieweit die erzielten Verbund-Börsen-Ergebnisse der Forderung nach statischer Robustheit gerecht werden, kann indes nur mittels der Teststatistiken (siehe Tab. 62 und Tab. 63 im Anhang) beurteilt werden. Bis auf Ereignis (1) sind stets signifikante abnormale Preisänderungen 3 bis 5 Tage im Vorfeld des Eventages vorzufinden, welche alle mindestens durch parametrische Testresultate (t-Test) bestätigt werden, so dass sie als statistisch robust einzustufen sind. Die höchste statistische „Power“ zeigt sich dabei bei Ereignis (2.b). Direkt nach dem Ereignistag<sup>797</sup> ( $t_1$ ) finden sich dagegen bei keinem der Ereignisse signifikante Werte. Zudem kristallisieren sich aus den Testresultaten keine konkreten Handelstage heraus, an denen signifikante abnormale Preisänderungen grundsätzlich zu erwarten wären, wohingegen sich ausnahmsweise bei

---

<sup>797</sup> Bedingt durch das Day-Ahead-Auktionsdesign kann eine Prüfung auf halbstarke Informationseffizienz nicht am Ereignistag selbst, sondern nur um 24 h nach hinten versetzt vorgenommen werden.

beiden Kontrollgruppen im Rahmen der Ereignisse (3.a) und (4.a) stets am Ereignistag signifikante Werte finden. Insgesamt scheint sich hierbei (und auch in der Gesamtschau) die Relevanz von Regulierungsverkündungen für Marktteilnehmer im Zeitverlauf zwar zu verändern, aber eben nicht bis zur Bedeutungslosigkeit.

Darüber hinaus zeigen auch die Testergebnisse der zweiten Kontrollgruppe (siehe Tab. 62 und Tab. 64 im Anhang) für Ereignis (1) keine Signifikanz. Vereinzelt, statistisch robuste Preisänderungen lassen sich obendrein erkennen, welche aber in geringerer Anzahl und vor allem an anderen Handelstagen als denen der Untersuchungsgruppe lokalisiert werden.

Aus der abschließenden Betrachtung in Tabelle 15 zu den summierten abnormalen Preisänderungen der ersten Kontrollgruppe samt ihrer Testwerte leitet sich zum einen das unterschiedliche Reaktionsverhalten in Gestalt der wechselnden Vorzeichen, was sich in den Einzelanalysen bereits andeutete, und zum anderen die zumeist fehlende statistische Signifikanz über den gesamten Ereigniszeitraum ab.

Tab. 15: *Kumulierte abnormale Preisänderungen der Verbund-Börsen*

<b>Ereignis</b> <b>[-5;+5]</b>	<b>CAAP</b> <b>(Mittel)</b>	<b>CAAP</b> <b>(Median)</b>	<b>t-Test</b>	<b>BMP-Test</b>	<b>Test nach</b> <b>COWAN</b>
<b>(1) REMIT</b>	-0,2443	0,0146	-0,1306	-0,4958	0,1586
<b>(2.a) EEG 2012</b>	0,0057	0,3000	0,0725	0,0325	1,0238
<b>(2.b) EEG 2012</b>	0,0769	0,0960	0,6714	0,4211	0,2273
<b>(3.a) EEG 2014</b>	-0,1338	-0,1205	-1,0709	-0,9894	<b>-2,6379***</b>
<b>(3.b) EEG 2014</b>	0,0297	0,0658	0,2166	0,3244	1,0992
<b>(4.a) EEG 2017</b>	-0,2034	-0,0591	-0,9419	-1,0221	<b>-1,6910*</b>
<b>(4.b) EEG 2017</b>	-0,0389	-0,0151	-0,3340	-0,4855	-1,3004

Zusammengefasst werden in dieser tabellarischen Übersicht die über das Ereignisfenster [-5; +5] kalkulierten abnormalen Preisänderungen (für die Ereignisse (1) mit N=12, (2.a) und (2.b) mit N=8 sowie mit je N=11 für die Ereignisse (3.a), (3.b), (4.a) und (4.b)). Dabei dienen der t-Test, der BMP-Test sowie die Teststatistik nach COWAN als maßgebliche Signifikanzanalysemethoden. Die Signifikanzniveaus 90%/95%/99% sind durch \*/\*\*/\*\* angeben. Eine analoge Darstellung zum zweiten Kontrollgruppen-Pendant zeigt Tabelle 65 im Anhang.

Gemäß den Erwartungen und bisherigen Erkenntnissen aus den singulären Ergebnissen führt die Bekanntgabe der überarbeiteten EEG-Fassung in den Versionen von 2012 und 2014 in der Summe zu positiven, wenn auch nicht immer signifikanten kumulierten Preisänderungen. Die in den Rahmenwerken manifestierten Direktvermarktungsklauseln forcieren den Verkauf von (grenz-)kostengünstigerem, regenerativem Strom insbesondere an der deutschen Spothandelsbörse, wobei in der Folge umliegende Börsenakteure ihre Nachfrage augenscheinlich dorthin verlagern, um kurzfristig benötigte

Strommengen nunmehr dort zu erwerben, da mit vergleichsweise geringeren Marktpreisen zu rechnen ist.

Als letztes werden die zentralen Hypothesen aufgegriffen, um sie anhand der Ergebnislage zu bewerten. Zunächst richtet sich die Auswertung auf den deutschen börsen-gestützten Energiegroßhandel und verwendet dabei das Ereignisfenster [0; +2] als Be-messungsgrundlage<sup>798</sup>, um dem Day-Ahead-Auktionsdesign, der Vergleichbarkeit zu anderen Studien sowie der Unterstellung eines halbstreng-informationseffizienten Marktes Rechnung tragen zu können. Beginnend mit H1 (*Verkündung von REMIT führt zu Marktpreisänderungen*) weisen im Analysezeitfenster sowohl die ermittelten Preisänderungen des deutschen Samples als auch die der Verbund-Börsen keine signi-fikanten (nicht positiven) Werte auf. Marktteilnehmer im Aktionsradius der deutschen oder anderer der EU zugehöriger organisierter Handelsplattformen bemessen dieser Information in Gestalt der Verkündung von REMIT demnach keinen entscheidungs-relevanten Wert bei. Folglich muss die Hypothese für die Untersuchungs- (deutsche Strombörse) und erste Kontrollgruppe (Verbund-Börsen) abgelehnt werden. Dieses Reaktionsverhalten kann wahrscheinlich darauf zurückgeführt werden, dass die In-halte des Regelwerkes erst am 07.10.2015 für am börsenmäßigen Stromhandel parti-zipierende, meldepflichtige Akteure<sup>799</sup> in Kraft traten und deren Restriktionen bzw. (potenzielle) Auswirkungen zur transparenten Ausgestaltung von Transaktionen für Involvierte zunächst in den Hintergrund rückten. Die von den Offenlegungspflichten ausgenommenen (Klein- und Kleinst-)Börsenhändler scheinen aufgrund ihres (ge-wohnt) verhältnismäßig geringen Transaktionsvolumens keinen signifikanten Einfluss auf das Handelsgeschehen zum Ereignispunkt genommen zu haben. Die weiterhin ex ante vorgefundene positive signifikante Reaktion am deutschen Energiegroßhandel lässt auf eine vorzeitige Nutzung von Informationskanälen oder dem vorzeitigen Be-kanntwerden<sup>800</sup> von Inhalten zu REMIT schließen, während sich die ex post lokali-sierbaren negativen signifikanten Preisänderungen beim Verbund-Börsen-Sample

---

<sup>798</sup> Eine Entscheidung über Annahme oder Ablehnung einer Hypothese in einem Markt mit halbstrenger Informationseffizienz erfolgt zumeist anhand des Ereignisfensters [-1; +1], vgl. dazu Hundt (2015), S. 224 m.w.N. Aufgrund des Auktionsverfahrens für Day-Ahead-Geschäfte muss das Zeitfenster unter Beibehaltung seiner Zeitlänge um einen Tag nach hinten verschoben werden.

<sup>799</sup> Vgl. ausführlich Kolloch/Golker (2016), S. 46–52.

<sup>800</sup> Vgl. Zhao et al. (2018), S. 226; auch Newbery/Strbac/Viehoff (2016), S. 254. Vgl. für eine kongruente Schlussfolgerung im Kontext von Ratingänderungen Hsueh/Liu (1992), S. 226–228.

durch eine denkbar verspätete Informationsbeschaffung, deren nachrangige Priorisierung und Verarbeitung erklären lassen. Gleichmaßen ist eine zeitlich verzögerte Bereitstellung der Information durch einschlägige Informationsplattformen, was auch die zugehörigen Strombörsen einschließt, in den betroffenen Märkten denkbar.

Die im Zeichen der gesetzlich implementierten Direktvermarktung von erneuerbar produziertem Strom stehende Hypothesen H2 (*Veröffentlichung der Erstentwürfe*) und H3 (*Publikation der EEG-Novellen*) umfassen das EEG in der Fassung von sowohl 2012 (zunächst für PV-Strom) als auch (dann vollumfänglich sowie verbindlich für alle Energieträgertypen) 2014. Eine chronologische Unterscheidung bei der Auswertung sollte daher vorgenommen werden. Den abnormalen Preisänderungen zum deutschen Börsenstromhandel kann keine statistische Signifikanz im Rahmen der Verkündung des ratifizierten EEG in der Fassung von 2012 nachgewiesen werden. Parallel kann das Erreichen des 90 % Signifikanzniveaus in  $t_2$  bei den negativen (arithmetisch gemittelten) abnormalen Preisänderungen des Verbund-Sample festgestellt werden, wenn auch nur auf Basis des parametrischen Testverfahrens (*t-Test*). Damit einher geht die Ablehnung von H2 und H3 im Falle des Einzelsamples, während die Ergebnisse zum Verbund-Börsen-Sample bei Verkündung des Erstentwurfs zum EEG 2012 (H2) zur Ablehnung und für den zweiten Zeitpunkt (H3) zur Bestätigung der Hypothese führen.

Im Vergleich zum Rahmenwerk, das 2012 das Direktvermarktungsgebot initiierte, lässt sich aus den Resultaten zur Novellierung des EEG in 2014 ebenso kein eindeutiges Fazit über die Untersuchungs- und der ersten Kontrollgruppe ziehen. Keines der beiden Samples wies im Zeitraum  $[0; +2]$  bei der Bekanntmachung im Bundesgesetzblatt statistisch signifikante Werte auf, so dass letztlich H3 abgelehnt werden muss. Dagegen wird H2 zum Erstentwurf des EEG 2014 für die deutsche Strombörse abgelehnt und für die Verbundbörsen angenommen. Offensichtlich verkörperte hierbei die parlamentarische Verkündung des EEG 2012 inklusive der Vertriebspflicht für regenerativ produzierten Strom am 04.08.2011 sowie die Veröffentlichung des Entwurfs zum EEG 2014 nach der ersten Lesung im Bundestag eine essentielle Information für Marktteilnehmer aus den Nachbarländern, welche „unmittelbar“ in das Transaktions-

verhalten einfluss. Die Akteure der Verbund-Börsen neigen anscheinend zu einer örtlichen Verlagerung ihrer kurzfristigen Stromeinkäufe an die deutsche Spothandelsbörse, um (künftig) dort vermeintlich mehr regenerativen Strom zu geringeren Preisen erwerben zu können, so dass sich das Marktpreisniveau aufgrund der verminderten Nachfrage (bei unverändertem Angebot) in den umliegenden Energiegroßhandelsmärkten verringert.

Mit der abschließenden Betrachtung von H4 und H5 konzentriert sich die Studie auf das bisher aktuellste und zugleich vergleichsweise revolutionärste EEG nach der erstmaligen Gesetzes Einführung mit seinem wettbewerbs- statt rein technologiefördernden Charakter im Rahmen der Errichtung von Neuanlagen. Anders als bei den bisherigen Untersuchungen von Hypothesen lassen sich im Rahmen von Ereignis (4.b) (negative) signifikante abnormale Preisänderungen beim deutschen börsengestützten Energiegroßhandel identifizieren. Zwar zeigen sich nur unmittelbar am Verkündungstag statistisch robuste Werte, jedoch können im gleichnamigen Referenzzeitraum für die Verbund-Börsen keine signifikanten Preisänderungen abgelesen werden. Im Umkehrschluss wird die H5 im ersten Fall (*deutscher Börsenhandel*) angenommen und im zweiten (*Verbund-Börsen*) verworfen. Die Bekanntmachung besitzt demnach keine direkte Relevanz für Börsenakteure der Nachbarländer, da sich möglicherweise aus ihrer Perspektive die Auswirkungen des neuen Ausschreibungsmodells im EEG 2017 für den Stromhandel bis zum Inkrafttreten noch nicht abzeichnen lassen. Gleichmaßen könnten die entsprechenden Marktakteure ihre Portfolios mittlerweile so diversifiziert haben, so dass Regeländerungen im deutschen Marktgebiet eben von keiner (oder nur geringfügiger) Bedeutung für sie sind. Darüber hinaus könnten bestimmte Akteure infolge des Inkrafttretens von REMIT (7.10.2015) ihre Beschaffungs- und Vertriebsaktivitäten an Strombörsen reduziert oder gänzlich zugunsten anderer Alternativen verlagert haben. In umgekehrter Weise verhält es sich bei H4: während sich keine signifikanten abnormalen Preisänderungen im Zeitraum  $[0; +2]$  für die deutsche Strombörse herauskristallisieren und daher die Hypothese verworfen wird, kann H4 für das Verbund-Börsen-Sample aufgrund der signifikanten Werte am Verkündungstag angenommen werden.

Werden abschließend die Testresultate des Samples der restlichen europäischen Börsen (siehe Tab. 62 und 64 im Anhang) ins Kalkül gezogen, können zweifelsfrei H1, H2 für das EEG 2012 und H3 (sowohl für das EEG 2012 als auch für das EEG 2014) aufgrund fehlender statistischer Signifikanz abgelehnt werden. Damit kollidieren die bisherigen (Vor-)Überlegungen und Erkenntnisse nicht miteinander, wonach die Veröffentlichung eines Regelwerkes mit Gültigkeit für die deutsche Strombörse im Fall des EEG 2012 und EEG 2014 keine Bewandnis für jene Handelsplätze besitzt, welche physisch nicht mit dem deutschen Energiemarkt verbunden sind. Jedoch bilden die vierte (H4) und letzte Hypothese (H5) eine Ausnahme, welche nach Legitimation durch die t-Teststatistik (auf 95%igem bzw. 90%igem Signifikanzniveau) am Ereignistag im segmentierten zweiten Kontroll-Sample anzunehmen sind.

Ein mögliches Indiz für das statistisch signifikante Reaktionsverhalten der restlichen europäischen Strombörsen könnte der Anteil erneuerbarer Energien am Stromproduktionsmix der Energieversorger mit Handelsabsichten auf organisierten Märkten darstellen. Gegenüber der durchschnittlichen elektrischen Energieerzeugung der Verbund-Börsen<sup>801</sup>, verzeichnen die Länder der Kontrollgruppe ein deutlich höheres arithmetisches Mittel. Im Extremfall wird wie in Norwegen<sup>802</sup> die Generierung von Strom sogar gänzlich aus regenerativen Energiequellen, vornehmlich durch grundlastfähige Wasserkraftwerke, abgedeckt. Auch die Stromerzeugung in Portugal, Rumänien und Spanien wird zum übermäßigen Anteil von erneuerbaren Energieträgern bereitgestellt. Gemeinsam mit dem norwegischen Marktgebiet repräsentieren die drei vorgenannten Marktgebiete neun der elf Handelsplätze im zweiten Kontroll-Sample, so dass sich deren kollektive Reaktionssensibilität nach Bekanntmachungen von EE-Regularien zum deutschen Stromhandel auch über dessen Marktgebietsgrenzen hinaus in statistisch signifikanten abnormalen Marktpreisänderungen widerspiegeln kann.

---

<sup>801</sup> Zur Entwicklung der relativen Stromproduktion am Bruttostromverbrauch mittels erneuerbarer Energiequellen in den EU-Ländern vgl. eurostat (2018).

<sup>802</sup> Vgl. International Energy Agency (2017), S. 99–101 sowie zusammenfassend für das gesamte Gebiet von Nord Pool Bask/Widerberg (2009), S. 279.

Die nachstehende Tabelle 16 stellt einen Überblick zu den Testresultaten der aufgestellten Hypothesen dar. Subsumierend lassen die Resultate (samt ihren Signifikanzkennziffern) keine einheitlichen Schlüsse zur Wirksamkeit der annoncierten Regelwerke (siehe Tab. 16) zu.

*Tab. 16: Zusammenfassung der getesteten Hypothesen*

Hypothese	Regelwerk	Deutsche Strombörse	Verbund-Börsen	Restliche europ. Börsen
1	REMIT	abgelehnt	abgelehnt	abgelehnt
2	EEG 2012	abgelehnt	abgelehnt	abgelehnt
	EEG 2014	abgelehnt	angenommen	angenommen
3	EEG 2012	abgelehnt	angenommen	abgelehnt
	EEG 2014	abgelehnt	abgelehnt	abgelehnt
4	EEG 2017	abgelehnt	angenommen	angenommen
5	EEG 2017	angenommen	abgelehnt	angenommen

Die Tabelle fasst die Resultate zu den übergeordneten Hypothesen zusammen, deren Bewertung unter Begutachtung der Signifikanzen (der abnormalen Marktpreisänderungen) auf Basis halbstrenger Informationseffizienz im dafür eingegrenzten Ereigniszeitfenster [0; +2] vorgenommen wurde.

Kein Sample zeigt statistisch signifikante Werte bei Hypothese 2 oder 3 in beiden Fällen (Erstentwurf und parlamentarische Verkündung) für die Prüfung der Wirksamkeit des EEG 2012 und EEG 2014. Anders als erwartet reagieren Akteure der deutschen Strombörse nur im Rahmen der Verkündung des EEG 2017, was ebenso für die Kontrollgruppe (H5) gilt. Als denkbarer Grund kann allgemein die über den Zeitverlauf zunehmende (supranationale) Markttransparenz infolge geringerer Transaktionskosten bei der Informationsbeschaffung angeführt werden. Ursächlich für diese Entwicklung ist neben dem Market Coupling auch die vermehrte Bereitstellung marktrelevanter Daten seitens der (zusammengeschlossenen) Strombörsen.

Ungeachtet dessen können Börsenhändler aufgrund unterschiedlicher Wissensstände, Kompetenzen und Erwartungen derartige marktrelevante Informationen unterschiedlich aufnehmen sowie interpretieren<sup>803</sup> und daraus entsprechend verschiedene Handlungen (bis hin zur Inaktivität) ableiten. Darüber hinaus veränderte sich augenscheinlich neben dem EEG auch die Bedeutung bzw. Wahrnehmung der eigenen nationalen, regenerative Energien betreffenden Förderinstrumente<sup>804</sup> für in Europa agierende

<sup>803</sup> Vgl. pointiert Mises (1949), S. 328.

<sup>804</sup> Vgl. für eine Übersicht zu Subventionsmaßnahmen von erneuerbarer Energien Diekmann et al. (2012), S. 16. Neben „klassischen“ Einspeisevergütungen, nutzen Regierungen Prämien, Quotenverpflichtungen, Investitionszuschüsse sowie steuerliche bzw. sonstige Anreize zur Förderung der Stromproduktion aus erneuerbaren Quellen. Für eine kritische Analyse zu etwaigen Instrumenten vgl. Dressler (2016), S. 187f.

Strombörsenakteure der beiden Kontrollgruppen (Verbund-Börsen und restliche europäische Börsen). Während Marktteilnehmer im Verbund-Börsen-Sample der Verkündung des EEG 2012 noch eine Bedeutung zumessen, verursachen nur noch die zeitlich nachfolgenden Ereignisse zu den Erstentwürfen scheinbar einen Handlungsbedarf, was sich beim zweiten Kontroll-Sample eher in entgegengesetzter Manier herausstellte.

#### 6.4.2 Weiterführende Ergebnisbetrachtung

Da die Befunde insgesamt zu differenziert erscheinen, liegt eine strukturierte Analyse zur Überprüfung der empirischen Beobachtungen nahe. Mithilfe der Handelsvoluminaänderungen – als alternatives Maß zur Identifikation von Ankündigungseffekten – in den gemeinsamen zugrunde liegenden Schätz- und Ereigniszeitfenstern der einzelnen Samples wird eine supplementäre Eventstudie durchgeführt werden, um zusätzliche Rückschlüsse zur Validität der getesteten Hypothesen<sup>805</sup> zu erhalten. Dazu erfolgt der finale Vergleich der Hypothesenauswertungen unter Einbeziehung der Teststatistiken von den berechneten (abnormalen) Volumenänderungen.

Zur Aufbereitung der Datenbestände werden ebenfalls Zeitreihen in derselben zeitlichen Auflösung (auf Tagesbasis) wie zuvor aus der Datenbank *Datastream* extrahiert. Allerdings erweist sich die Datenqualität des Nord Pool Marktgebietes hinsichtlich ihrer Vollständigkeit in den benötigten Perioden als zum Teil sehr heterogen, so dass einzelne Datenlücken durch originäre Handelsvolumina der jeweiligen Strombörse eigenständig substituiert werden. In diesem Zusammenhang wird bei den Handelsplätzen von Nord Pool zudem zwischen Kauf- und Verkaufsvolumina pro Zeiteinheit differenziert, wohingegen bei den verbleibenden Börsenplätzen in Europa stets nur eine Angabe in Gestalt der markträumenden Handelsvolumina i.V.m. einem Gleichgewichtspreis ausgegeben werden. Eine Angleichung der Nord Pool Handelsmärkte zu Datenreihen anderer Strombörsen erscheint essentiell, um vergleichbare, valide Ergebnisse zu erzielen. Im Schrifttum<sup>806</sup> werden dazu keine konkreten Vorschläge unterbreitet. Einzig

---

<sup>805</sup> Naturgemäß kann dabei kein identisches Abbild der bisherigen Resultate erwartet werden. Zudem können die Vorzeichen der abnormalen Volumenänderungen außer Acht gelassen werden.

<sup>806</sup> Vgl. etwa Haugom et al. (2011), die zwar Handelsvolumina in ihre Regression aufnehmen, aber keine näheren Informationen zur initialen Datenkonzipierung bereitstellen. Ohnehin bleiben Handelsumsätze – als Einfluss- oder Zielvariable – im einschlägigen Forschungsstand zur Ergründung

*Datastream* selbst liefert einen indirekten Lösungsansatz, da die Datenbank bei einer Abfrage zu Handelsvolumen von Handelsplätzen im Nord Pool Gebiet ausschließlich Ankaufmengen ausweist und diese als Handelsumsätze deklariert, so dass hier gleichermaßen vorgegangen wird.

Des Weiteren wird der norwegische Raum<sup>807</sup> nur in fünf verschiedene Handelszonen mit je einem eigenen Marktvolumen pro Zeiteinheit systematisiert, obwohl Nord Pool für denselben zeitlichen Turnus und Handelsraum sechs Marktpreise veröffentlicht. In der Folge können nur Daten zu fünf anstatt wie bisher sechs Handelsplätzen zur Abbildung des norwegischen Marktgebiets in das Datensample aufgenommen werden. An der allgemeinen Repräsentativität des Datensatzes ändert die geringfügige Reduzierung des Stichprobenumfangs um einen Handelsplatz per se nichts, da nach wie vor alle zuvor integrierten Staaten durch je mindestens einen Handelsplatz vertreten sind.

Nach demselben Prinzip wie bei der Analyse von Spotpreisen werden zunächst die Handelsvolumina in tägliche (logarithmierte) Volumenänderungen<sup>808</sup> überführt, um die Ereignisstudienmetrik anwenden zu können. Dabei fungiert weiterhin der ELIX (Marktindex) als Eingabeparameter für das Marktmodell, da zum einen kein Pendant für Handelsvolumen existiert und zum anderen selbst erstellte Indizes die beim ELIX unterstellte optimale Engpasssituationen (durch die EPEX Spot) nicht abbilden können. Darüber hinaus bleiben auch die zuvor bestimmten Ereignisse samt den zugehörigen Schätz- und Ereigniszeitfenstern bestehen. Auf Grundlage der ermittelten abnormalen Volumenänderungen werden schließlich die gesuchten Teststatistiken per t-Test sowie dem Verfahren nach CORRADO kalkuliert.

Zusammengefasst werden die Werte der Signifikanzanalyse getrennt nach den Ereignissen der Untersuchungsgruppe (deutsche Strombörse) in Tabelle 17 abgebildet. In der Gesamtschau zeigen sich keine übereinstimmenden Ergebnisse verglichen mit den Testresultaten der originären Hypothesenbewertung (siehe Tab. 13 und 14).

---

marktlicher Phänomene und Entwicklungen im zugrundeliegenden Handelsgebiet trotz der potenziellen Aussagekraft fast ausnahmslos unbeachtet. Stattdessen werden (Spot- oder Termin-)Preise für Analysen fokussiert, vgl. beispielsweise Botterud/Kristiansen/Ilic (2010); Kristiansen (2014); Weron/Zator (2014); Lindström/Norén/Madsen (2015) und Unger et al. (2018).

<sup>807</sup> Vgl. Nord Pool (2018).

<sup>808</sup> Vgl. Ramiah et al. (2015), S. 947–952, die in ähnlicher Manier Preisänderungen auf Basis der Energienachfrage (in MWh) kalkulieren.

Tab. 17: Reaktionen auf REMIT- und EEG-Ereignisse

REMIT			EEG 2012					
Ereignis (1): 08.12.2011			Ereignis (2.a): 17.05.2011			Ereignis (2.b): 04.08.2011		
t	t-Test	Test nach CORRADO	t-Test	Test nach CORRADO	t-Test	Test nach CORRADO	t-Test	Test nach CORRADO
-5	0,6217	1,0313	-0,6383	-0,9520	-1,2176	-1,4015		
-4	-0,3401	-0,3967	1,6237	1,6131	-0,7268	-1,0049		
-3	0,0497	0,0000	-1,4871	-1,5338	1,0682	1,2429		
-2	0,0069	-0,0529	0,1983	0,3967	-0,1123	-0,1587		
-1	0,4477	0,6611	1,4474	1,5073	0,1257	0,2380		
0	0,4325	0,6082	-0,0649	-0,1322	-0,0953	-0,1058		
+1	0,5640	0,9520	-0,9431	-1,2693	-0,2904	-0,5024		
+2	<b>-2,4768**</b>	<b>-1,6924*</b>	-0,8919	-1,2429	-0,9610	-1,2429		
+3	-1,0698	-1,4015	0,6078	0,9520	0,6505	0,9256		
+4	1,1035	1,2958	-0,4538	-0,7140	0,8902	1,1371		
+5	<b>1,8393*</b>	1,6131	1,1148	1,2429	1,3293	1,3751		
EEG 2014					EEG 2017			
Ereignis (3.a): 04.03.2014			Ereignis (3.b): 24.07.2014		Ereignis (4.a): 31.07.2015		Ereignis (4.b): 18.10.2016	
t	t-Test	Test nach CORRADO	t-Test	Test nach CORRADO	t-Test	Test nach CORRADO	t-Test	Test nach CORRADO
-5	0,0585	0,3173	0,0597	0,1322	0,2877	0,4496	0,8174	1,0578
-4	-0,0109	0,1058	-0,2967	-0,3173	-1,1811	-1,2164	-0,3412	-0,3702
-3	0,3162	0,5553	-0,9554	-1,2164	1,5335	1,5338	-1,4477	-1,4544
-2	-0,9004	-1,1900	0,6109	0,8198	-0,3832	-0,6347	-0,7960	-1,0313
-1	<b>2,3534**</b>	<b>1,6924*</b>	0,5538	0,7933	-0,0362	-0,1322	1,0788	1,3222
0	<b>-1,9918**</b>	-1,6131	-0,9701	-1,2693	-0,5934	-0,7933	-0,0532	-0,1587
+1	-0,0444	0,0000	-0,3617	-0,4760	<b>-2,5089**</b>	<b>-1,6924*</b>	0,1735	0,2116
+2	0,5929	0,8991	-0,1272	-0,1058	0,2724	0,3967	-0,5886	-0,7140
+3	1,3899	1,4280	-0,4649	-0,7140	<b>1,6731*</b>	1,6131	-0,6600	-0,7669
+4	-0,4783	-0,7669	-0,3747	-0,5289	-0,8515	-0,9520	-0,7383	-0,9520
+5	-0,1157	-0,1058	-0,4694	-0,7404	0,3551	0,5024	0,0337	-0,0529

In der tabellarischen Übersicht sind die Teststatistiken zu den mittleren abnormalen Handelsvoluminaänderungen der deutschen Strombörse (als Untersuchungsgruppe) im Ereignisfenster [-5; +5] dargestellt. Dabei erfolgt die Signifikanzprüfung auf Basis des t-Tests und der Teststatistik nach CORRADO. Die zugehörigen Signifikanzniveaus (90%/95%/99%) werden durch \*/\*\*/\*\* markiert. Analoge Übersichten zu den zwei Kontrollgruppen finden sich in den Tabellen 66 und 67 im Anhang.

Im Vergleich dazu wird die Annahme der zuvor untersuchten H2 (zum EEG 2014) und H3 (zum EEG 2012) für die Kontrollgruppe der Verbund-Börsen (siehe Tab. 66 im Anhang) bestätigt, wobei dies bei letztgenannter Hypothese sowohl mit Hilfe der parametrischen als auch non-parametrischen Teststatistik gezeigt werden kann. Darüber hinaus kann Hypothese 2 im Fall des EEG 2014 laut Tabelle 67 im Anhang, die bereits nach der Signifikanzprüfung für die zweite Kontrollgruppe angenommen wurde, bekräftigt werden. Im Gegensatz zur Preisanalyse sprechen die volumenbezogenen Testwerte zur deutschen Strombörse für eine Annahme von H1, H2 für die EEG-Novelle 2014 sowie H4, während nunmehr H5 abgelehnt werden muss. Das somit entstehende gegensätzliche Ergebnisbild kann möglicherweise auf den geringen Stichprobenumfang zurückgeführt werden, was die (gängigen) statistischen Robustheitsprüfungen erheblich beeinflusst.

Eine deutlich größere Übereinstimmung zur primären Hypothesenevaluierung mittels Day-Ahead-Preisen als Datengrundlage, weist das Sample der Verbund-Börsen auf. Nach wie vor können H1 und H5 mangels statistischer Signifikanz abgelehnt werden. Einzig die zweite Hypothese (H2) mit dem EEG 2014 und die dritte Hypothese (H3) mit dem EEG 2012 als Bewertungsmaßstab sollten auf Grundlage der t-Testresultate nicht verworfen werden. Schließlich unterstützen die ergänzenden Betrachtungen zum Reaktionsverhalten nach angekündigten regulatorischen Strommarkteingriffen auf Basis von Handelsmengen die ex ante erarbeiteten Erkenntnisse der Verbund-Börsen in überwiegender Manier. Gegenüber dem Sample der deutschen Strombörse zeigten sich bei der ersten Kontrollgruppe vergleichsweise ähnliche Testresultate, was aber nur die statistische Robustheit der ermittelten signifikanten abnormalen Preisänderungen des Verbund-Börsen-Samples stützt.

Ein weniger mit den vorherigen Erkenntnissen (aus Kap. 6.4.1) übereinstimmender Gesamteindruck entwickelt sich für das zweite Kontroll-Sample. Weder werden alle zuvor abgelehnten Hypothesen (H1, H2 zum EEG 2012 und H3) erneut verworfen, noch erfahren alle bisher angenommenen Hypothesen Bestätigung durch eines der beiden zugrundeliegenden Signifikanztestverfahren. Ausschließlich die Testresultate zur zweiten Hypothese zum EEG 2014 bekräftigen die zuvor ermittelte statistische Signifikanz und damit die Annahme der Hypothese.

## 6.5 Zusammenfassung und Ausblick

Das Ziel dieses Kapitels bestand in der Messung des Reaktionsverhaltens von Akteuren der deutschen sowie europäischen Strombörsen im Rahmen der Erstentwürfe sowie parlamentarischen Verkündung ausgewählter, regenerativer Energien betreffender Gesetzeswerke. Mittels des aus der finanzwirtschaftlichen Forschung bekannten Ereignisstudienansatzes erfolgte eine Analyse zur Identifikation abnormaler Preisänderungen im Zuge von insgesamt sieben Ereignissen. Anders als bei bisherigen energiewirtschaftlichen Untersuchungen griff die Methodik nicht auf Wertpapierpreise (wie zumeist von Aktien) verschiedener Emittenten an einem Handelsplatz, sondern auf Day-Ahead-Preise (je Zeiteinheit) von mehreren Handelsplattformen zurück.

Die erzielten (signifikanten) Resultate zeigten wechselnde Vorzeichen, sowohl innerhalb eines Ereigniszeitfensters als auch zwischen den Ereignissen und sprechen daher für eine unklare Erwartungshaltung gegenüber den (künftig) in Kraft tretenden Regelwerken der Börsenhändler. Dabei traten die identifizierten, mehrheitlich negativen abnormalen Preisänderungen nie zum selben Zeitpunkt auf, was insgesamt auf ein wechselndes Reaktionsverhalten der Börsenakteure im Zusammenhang mit den Informationsverkündungen hindeutet, was etwa mit dem Wissenszuwachs der Akteure erklärbar ist. Das Gros der deutschen und unmittelbar um dieses Marktgebiet herum agierenden Händler (Verbund-Börsen) mutmaßt um die Ereignisse (2.a), (2.b), (3.a) und (3.b) zurückgehende Ertrags- aus börslichen Verkaufstätigkeiten bzw. steigende Beschaffungskostenreduktionspotenziale in Folge der Direktvermarktungspflicht von regenerativ generiertem Strom. Hingegen ist die Relevanz von Ereignis (1) für alle drei Samples ungleich geringer, was in Verbindung mit der etwa vier Jahre späteren vollständigen Umsetzung und Sanktionsfähigkeit von REMIT im nationalen Recht durchaus plausibel erscheint, während hingegen sowohl die Untersuchungsgruppe als auch die beiden Kontrollgruppen im Zuge von Event (4.b) gemäß den beobachteten statistisch signifikanten Preisänderungen das stärkste Reaktionsverhalten aufweisen.

Ungeachtet dessen deuten die gesamtheitlich mehrfach beobachtbaren Preisänderungen vor dem Ereignistag in der Summe eher auf eine Nichtbeachtung oder ein Antizipieren der (möglichen) Folgen durch die Börsenteilnehmer hin. Die Gründe dafür kön-

nen verschiedenen Ursprungs sein. Zum einen wird der Zugang zu (entscheidungsrelevanten) Informationen im Zeitverlauf für Teilnehmer an europäischen Energiegroßhandelsmärkten durch sinkende Transaktionskosten erleichtert. Dies geschieht vornehmlich durch die frei zugänglichen Informationsplattformen zu marktrelevanten Geschehnissen, welche durch die Strombörsen betrieben und fortentwickelt werden. Zum anderen könnten die Erscheinungen auf methodische Festlegungen und Adjustierungen im konzipierten Ereignisstudienansatz<sup>809</sup>, insbesondere beim zugrunde gelegten Bewertungsmodell<sup>810</sup> samt Vergleichsindex sowie dem Datensample, zurückgeführt werden. Jedoch liegen Kompromissentscheidungen in der Natur von Ereignisstudien, wie etwa bei der Bestimmung der Schätz- und Ereignisfenster, so dass die genannten methodischen Aspekte zu relativieren sind.

Ferner widmete sich die Studie der konsekutiven Evaluierung der aufgestellten Hypothesen unter der Annahme, dass die fokussierten Strombörsen halbstreng-informations-effiziente Märkte sind. Letztere Eigenschaft konnte für den deutschen Energiegroßhandel nur einmal im Zusammenhang mit den aufgestellten Ereigniszeitpunkten bestätigt werden, was sich in der hohen Ablehnungsquote bei den formulierten Hypothesen widerspiegelt. Zusätzlich konnten mehrfach auftretende Signifikanzen außerhalb der Bewertungsperiode – direkt vor und drei Tage nach dem Ereignis – verzeichnet werden, was auch die Existenz von möglichen Insiderinformationen<sup>811</sup> nicht ausschließt. Im Weiteren bestätigte die zusätzliche Ereignisstudie, welche die Handelsvolumina im gleichnamigen Zeitraum zur Überprüfung der ermittelten Resultate einbezieht, die Annahme der Hypothese 2 (zum EEG 2014) für beide Kontrollgruppen und Hypothese 3 (zum EEG 2012) nur für die Verbund-Börsen. Zusammenfassend ist zu konstatieren, dass keine durchgängigen, maßgeblichen Wirkungszusammenhänge

---

<sup>809</sup> Vgl. ausführlich für eine Kritik am Forschungsansatz Hauser (2003), S. 156–161 sowie zusammenfassend Kothari/Warner (2007), S. 12f.: „That is, event study tests are well-specified only to the extent that the assumptions underlying their estimation are correct“; sowie für eine kritische Betrachtung zur Selektion der Zeitfenster S. 17–19; auch grundhaft Campbell/Lo/MacKinlay (1997), S. 175–178.

<sup>810</sup> Vgl. kritisch Fama (1991), S. 1575–1577 zum Einsatz etablierter Bewertungsmodelle bei Event Studies, bei denen das Verbund-Hypothesen-Problem detektiert wurde.

<sup>811</sup> Vgl. prägnant Fama (1970), S. 409: „Note, however, that though this is evidence that prices adjust efficiently to public information, it is also evidence that [...] insiders at least sometimes have important information [...] that is not yet publicly known“.

zwischen den drei Samples bestimmt werden können. Des Weiteren wurden die Reaktionen am und direkt nach dem Ereignistag noch stärker erwartet. Ausgehend von den ermittelten nicht signifikanten Werten, scheinen sich etwa positive und negative Erwartungen europäischer Strombörsenakteure zu den in Kraft tretenden, erneuerbare Energien tangierenden Gesetzeswerken zu kompensieren.

Allgemein erscheint die Zuhilfenahme von Event Studies auf Basis von Daten zu Spot-handelsgeschäften in der Forschungspraxis bei Themen mit Energiegroßhandelsbezug bzw. Regulierungsproblematik erkenntnisbringend, obwohl die Methodik grundsätzlich auf die Analyse von (abnormalen) Renditen aus Wertpapiertransaktionen abzielt. Indes benötigt sie als vielseitig einsetzbaren Forschungsansatz dennoch größere Aufmerksamkeit in der einschlägigen Literatur, um weiterführende methodische und problemspezifische Erweiterungspotenziale zu ermitteln und daraufhin im energiewissenschaftlichen Diskurs breite Anwendung zu finden. Schließlich nimmt diese Ereignisstudie einerseits gewissermaßen einen Pionierstatus ein und kann andererseits auch umso mehr zu weiteren Forschungsvorhaben, auch über die (Energiebörsen bezogene) Regulierungsthematik hinaus, anregen. Insofern diese Ereignisstudie eine entsprechende Impulswirkung haben sollte, wäre damit – über die Analyse der formulierten Untersuchungshypothesen hinaus – ein weiteres Forschungsziel erreicht.

## 7 Das Negativstrompreisphänomen

Die bisherigen Analysen zum direkten (Abschnitt 4 und 5) und indirekten Einfluss (Abschnitt 6) von regenerativen Energien auf Börsenstrompreise legten mehrjährige Datensamples zugrunde, welche neben positiven auch vereinzelt negative Werte für Marktpreise enthielten. Dabei wurde die Relevanz von Letztgenannten an einigen Stellen und insbesondere im Rahmen von Prognosemodellen zur Strompreisschätzung bereits angedeutet, aber ihre Ursachen, Prognostizierbarkeit sowie Bedeutung für Marktteilnehmer und Institutionen blieben unbetrachtet. Daher widmet sich das letzte Hauptkapitel vertiefend dem Phänomen negativer Strompreise.

Das (stark) volatile Erzeugungsverhalten von EE-Anlagen wird als Hauptargument zur Erklärung von Extremstrompreisszenarien, insbesondere für Negativpreisphänomene<sup>812</sup>, genannt. Diese These stellt den Ausgangspunkt für die nachstehende Analyse dar, bei welcher zunächst eruiert wird, warum negative Marktpreise existent sind und durch welche Einflussfaktoren sie induziert werden. Um Indikatoren für die negativen Preise zu ermitteln, werden multivariate Logit-Regressionen im Zeitraum 2013 bis 2016 auf Basis von stundenbasierten Daten durchgeführt. Die für die Untersuchung erforderlichen Informationen zur Generierung der (Zwischen-)Resultate wurden aus den Datenbeständen von ENTSO-E, EPEX Spot, AG Energiebilanzen, EEX Transparency sowie Agora Energiewende<sup>813</sup> extrahiert. Die (empirische) Darstellung konzentriert sich dabei ausschließlich auf Day-Ahead-Tauschgeschäfte<sup>814</sup>. Die Analyse zeigt, dass eine Vorhersage von negativen Day-Ahead-Preisen (naturgemäß) nur eingeschränkt möglich ist, so dass mit einer erhöhten Unsicherheit beim Abschließen von Handelsgeschäften zu rechnen ist, wenn die Häufigkeit negativer Preise ansteigt. Daher müssen nicht nur quantitative Argumente, sondern auch weiterreichende qualitative Aspekte ins Kalkül gezogen werden, um das Phänomen von negativen Strompreisen erklären zu können. Abschließend erfolgt eine Diskussion zum regulatorischen

---

<sup>812</sup> Vgl. einführend etwa Synwoldt (2016), S. 357f.; EPEX Spot (2017b); auch Lenck (2015) und Connect Energy Economics (2016), S. 56. Erste Vorarbeiten für dieses Kapitel finden sich in Aust/Morscher (2017) und Aust/Horsch (2020).

<sup>813</sup> Qualitativ und quantitativ verwertbare Daten auf Stundenbasis bietet die Datenbank von Agora Energiewende seit dem Jahr 2012 an.

<sup>814</sup> Im Vergleich zu Intraday-Auktionen besitzt der Day-Ahead-Handel eine deutlich höhere Liquidität und ist daher repräsentativer für eine Untersuchung des Preisphänomens, vgl. zu Handelsvolumina beider Märkte kurz European Energy Exchange (2018a), S. 53 und ausführlicher Kap. 2.2.

Umgang von Gesetzgebern und Strombörse mit diesen abnormalen Preiserscheinungen. Indes zeigt sich, dass der börsliche Energiegroßhandel mitnichten eine Abschwächung des zahlenmäßigen Auftretens negativer Strompreise durch seine Markteingriffe erzielt, sondern stattdessen potenzielle Arbitrage- und Geschäftsideen für Marktakteure eröffnet.

### **7.1 Nutzenbezogene Ansätze zum Auftreten negativer Preise**

Grundlegend stellt die Existenz negativer Preise kein Alleinstellungsmerkmal des (deutschen) Energie(handels-)marktes<sup>815</sup> dar, sondern findet sich auch auf anderen Gütermärkten<sup>816</sup>. Aus diesem Grund sollte eruiert werden, weshalb physische Güter oder auch Dienstleistungen von einem (Strom-)Anbieter zu negativen Verkaufspreisen offeriert werden, der zuvor durch (Produktions-)Kosten in Vorleistung geht. Die zentrale Fragestellung berücksichtigt die Interaktion zwischen Individuen nach dem ökonomischen Prinzip, bei welchem die Gewinn- oder Wert(steigerungs)maximierung den Fokus bildet. Nach der Arbitrageidee würde ein negativer Preis implizieren, dass nicht der Käufer an den Verkäufer den vereinbarten Preis bezahlt, sondern umgekehrt, der Verkäufer an den Käufer. Ersterer Akteur müsste daher zusätzlich zur Überlassung des Tauschgegenstands (auch als Entität bezeichnet) bzw. Durchführung der Dienstleistung eine Prämie zur Abnahme entrichten.

Entgegen der zunächst scheinbar ausschließlich nachteiligen Wettbewerbsposition des Anbieters, können auch theoriebasierte Konstrukte und praktische Situationen denkbar sein, in denen es sogar ökonomisch sinnvoll oder gar absolut essentiell erscheint, ein solches Tauschgeschäft einzugehen. Besonders relevant in diesem Kontext sind subjektive (veränderliche) Wahrnehmungen, die Zeit sowie Lager- bzw. Opportunitätskosten (Cost of Carry), wie bspw. Verwertungs- bzw. Entsorgungskosten<sup>817</sup>, welche

---

<sup>815</sup> Vgl. stellvertretend für eine Analyse zum niederländischen Energiemarkt Sewalt/Jong (2003); aktueller für den deutschen, französischen und belgischen Energiehandel Vos (2015); knapper für ein konkretes Ereignis am belgischen und französischen Strommarkt APX/Belpex/EPEX Spot (2013) sowie für eine Gegenüberstellung des Auftretens negativer Strompreise am deutschen und dänischen Energiegroßhandelsmarkt Bach (2010), S. 5–20.

<sup>816</sup> Vgl. etwa zum Phänomen der nominellen Negativzinsen an Finanzmärkten Morscher/Horsch (2015).

<sup>817</sup> Ihre jeweilige (Kosten-)Höhe hängen von regulatorischen Vorgaben im (Bundes-)Land bzw. dem konkreten Ort ab. Vgl. zu den gesetzlichen Prämissen allgemein das Kreislaufwirtschaftsgesetz (kurz KrWG).

allesamt und nicht losgelöst voneinander ins Kalkül gezogen werden sollten. So besteht die Möglichkeit, dass die Lagerung einer Entität nicht möglich ist<sup>818</sup>, selbiger Vorgang (langfristig) Kosten verursacht oder auch die (kurzfristige) Beendigung der Produktion höhere Kosten als eine Fortführung verursachen würde. Ein daraus möglicherweise resultierendes Überangebot einer Entität (in Verbindung mit einer sehr aufwendigen oder unmöglichen Lager- bzw. Speicherbarkeit wie bei Agrargütern), kann dann bspw. zu solchen Negativpreisen führen. Allerdings könnte die Abnahme in so einem Fall auch als eine Dienstleistung interpretiert werden, wodurch sich dadurch wiederum durch diesen Blickwinkelwechsel, keine negativen Preise ergeben würden, sondern die Leistung entsprechend entlohnt wird.

Je nach (subjektiver) Einschätzung des Individuums wird die Entität selbst als nutzenstiftend eingestuft oder nicht. Bei bestimmten Gütern mag es möglich sein, diese ohne weiteren Kostenaufwand zu entsorgen<sup>819</sup>, andere hingegen gehen (aufgrund geltender gesetzlicher Regelungen<sup>820</sup>) mit einem Entsorgungsaufwand einher. Weiterhin erscheinen zeitliche Aspekte insofern beachtenswert, als dass bspw. ein technisches Gerät nach einer gewissen Zeit nicht mehr vom Konsumenten als nutzenbringend erachtet wird<sup>821</sup>, da nun (für ihn scheinbar) verbesserte Technologien bzw. Opportunitäten erwerbbar sind. Ebenso können Waren verderblich sein und somit nur für einen limitierten Zeitraum als nutzenbringend von Individuen angesehen werden<sup>822</sup>.

Im Schrifttum werden Güter allgemein basierend auf einer dreiteiligen Objektkategorisierung hinsichtlich ihrer nutzenbringenden Eigenschaften eingeteilt:

- nutzenstiftende Elemente – ein Gut,
- unbeachtete Beiprodukte – ein Neutrum sowie
- unerwünschte Übelprodukte – per se „Abfall“,

---

<sup>818</sup> Wie dies eben bei elektrischer Energie der Fall sein kann, vgl. dazu Kap. 2.1. Weiterhin kann die unzureichende Lagerfähigkeit temperaturanfällige, insbesondere kühlpflichtige, Güter wie Arzneimittel betreffen.

<sup>819</sup> Vgl. dazu grundlegend §§ 928, 959 BGB. Als Beispiele zur Entledigung können Altkleidersammelboxen, öffentliche sowie unentgeltliche Müllabgabestellen genannt werden.

<sup>820</sup> Vgl. zu diesem Punkt bspw. das KrWG und die entsprechenden weiteren Gesetze und Vorschriften.

<sup>821</sup> Oder aber sich dies, aufgrund des Alters und dem damit möglicherweise steigenden Preis, welchem der Entität zugeschrieben wird, wiederum ändert.

<sup>822</sup> Wiederum ist hier jedoch auch die subjektive Komponente entscheidend, da auch verdorbene Waren, etwa in Form von Humuserde für manche (etwa Bauern) durchaus von Interesse sein können. Zu ergänzen wären etwa auch Unternehmen, die Produkte recyceln oder gar upcyclen.

wobei auch hier auf die schon erwähnte relative Wahrnehmung der Individuen der Zuordnung hingewiesen wird<sup>823</sup>. Neben den angeführten Überlegungen sind weiterführende Konstellationen denkbar, bei denen etwa ein Anbieter kurzfristig Waren oder Dienstleistungen mindestens unterhalb seiner anfallenden Selbstkosten verkauft, um damit mittel- bis langfristige Zielsetzungen zu erreichen. Als denkbare Motive für dieses Marktverhalten lassen sich etwa die Expansion von Marktmacht, Eliminierung von Wettbewerbern, Quersubventionierung (wie etwa beim Verkauf von Laserdruckern unter Herstellungskosten mit anschließender Erzielung eines (Gesamt-)Gewinnes durch Druckpatronen)<sup>824</sup> sowie Reduzierung von Verlusten (bei sonstigem Totalausfall) anführen.

Einige aufgeführte Gegebenheiten, welche negative Preise initiieren können, treffen auch für die Commodity Strom zu. Hierzu zählt insbesondere die fehlende (langfristige und wirtschaftliche) Lagerfähigkeit für große Mengen in Verbindung mit der unbedingten Leitungsgebundenheit. Entsteht etwa kurzfristig ein unvorhergesehener Nachfragerückgang müssen Anbieter, sofern technisch möglich, zur Erhaltung der Netzfrequenz ihre Angebotsmengen reduzieren, was eine gewisse Reaktionszeit voraussetzt. Wird die Angleichung auf die Nachfrage nicht umgehend vorgenommen, müsste folglich das Marktpreisniveau kurzfristig sinken, bei übermäßigem Angebotsüberhang sogar auf unterhalb von null. Wenn aber Kraftwerke lange Lastwechselzeiten aufweisen, die mit vergleichsweise hohen Kosten verbunden sind, kann es für Anlagenbetreiber jedoch ökonomisch sinnvoll sein, die Stromproduktion trotz niedriger oder gar fehlender Nachfrage fortzusetzen. Dennoch stellt elektrische Energie selbst im Fall eines Überangebots kein Übelprodukt bzw. „Abfall“ dar. Gleichermäßen wird das Handelsgut in absehbarer Zeit nicht durch andere Energieformen im Rahmen technologischer Entwicklungen ersetzt werden können.

---

<sup>823</sup> Vgl. Dyckhoff (1991), S. 288–293; mit würdigendem Bezug darauf Letmathe (2016), S. 102f. Vgl. auch Bennauer (1994), S. 131–134.

<sup>824</sup> Vgl. Simon/Faßnacht (2016), S. 592f.

## 7.2 Empirische Analyse von negativen Börsenstrompreisen

### 7.2.1 Einführung

Im Energiemarkt kann sich eine unerwartet hohe Angebotsmenge infolge einer kurzfristig übermäßig hohen Netzeinspeisung mit regenerativem Strom ergeben. Während (vorrangig) konventionell betriebene Anlagen in der Regel nach Überschreiten der Grenzkostenvorgabe nach dem Merit Order-Prinzip in ihrer Fahrweise gedrosselt oder, sofern technisch möglich, sogar ganz abgeschaltet<sup>825</sup> werden, ist dies bei ihren mit regenerativen Quellen betriebenen Pendanten nicht zwangsläufig<sup>826</sup> der Regelfall. Geschützt vom deutschen Gesetzgeber u.a. durch das EEG und unabhängig von der (tatsächlichen) Nachfrage, erzeugen nichtkonventionelle Anlagen Strom, sobald wetterbedingt die benötigten Inputfaktoren zur Energiegenerierung verfügbar sind. Seit Einführung des EEG wird die Einspeisung von Strom aus erneuerbarer Energien durch finanzielle Anreize vom Staat gefördert, während weniger lastflexible, fossile Kraftwerke mittel- bis langfristig ganz abgeschaltet werden.

Etwaige Überkapazitäten müssen jedoch kurzfristig bei konstantem Verbrauchsverhalten aufgrund der technisch-ökonomischen Eigenschaften von Strom nachfrageseitig<sup>827</sup> harmonisiert werden, was letztlich das Zustandekommen von niedrigen bis hin zu negativen Preisen begünstigen kann. Da negative Preise bisher schwer von Börsenakteuren vorherzusagen sind, können sie ökonomische Kalküle von Marktteilnehmern erheblich untergraben. Folglich ist es von steigender Wichtigkeit die Gründe für das Zustandekommen von negativen Strompreisen zu identifizieren, um ein Strompreisrisikomanagement zu ermöglichen.

Daher besteht das erste Ziel darin, wesentliche Einflussfaktoren abzuleiten. Weiterhin setzt der Abschnitt mit der Konzipierung von Regressionsansätzen fort, mit denen negative Strompreise an der Strombörse vorhergesagt werden sollen. Darüber hinaus werden Konsequenzen von negativen Strompreisen für Marktteilnehmer und Gesetzgeber diskutiert. Da die deutsche Strombörse gemessen an der Liquidität die höchsten

---

<sup>825</sup> Vgl. Pahle et al. (2016), S. 148; Kwoka/Sabodash (2011), S. 289–292 und Gerster (2016), S. 276.

<sup>826</sup> Verpflichtende Abschaltungen werden hierbei nur bei (regenerativ arbeitenden) Großanlagen im Ausnahmefall vorgenommen.

<sup>827</sup> Vgl. Fanone/Gamba/Prokopczuk (2013), S. 24 und Ederer (2015), S. 808.

Handelsvolumina in Europa aufweist, wird die zentrale Fragestellung für die Institution der EPEX im deutschen Marktgebiet analysiert.

Dazu behandelt Teilkapitel 7.2.2 relevante Hintergrundinformationen über die Entwicklung von negativen Strompreisen in Deutschland, beginnend mit einer kurzen Analyse ihrer Häufigkeit und (möglichen) Relevanz für die Strombörse. Abschnitt 7.2.3 widmet sich der Konzipierung des Datensatzes sowie der Regressionsmodelle. In Kapitel 7.2.4 werden zunächst die Ergebnisse der empirischen Analyse zur Prognostizierbarkeit negativer Preise vorgestellt. Danach werden weitere Aspekte qualitativer Art (7.2.5) zur Existenz von negativen Preisen auf Grundlage der einschlägigen Literatur erörtert. Schließlich werden in Kapitel 7.3 Empfehlungen für Entscheidungsträger, Gesetzgeber und Marktteilnehmer zum (zukünftigen) Umgang mit Negativpreisszenarios gegeben, wobei zuvor das regulatorische Umfeld einer ökonomischen Bewertung unterzogen wurde. Kapitel 7.4 fasst die wesentlichen Erkenntnisse zusammen und schließt mit einem kurzen Ausblick.

### 7.2.2 Die Begründung negativer Preise

Das Akteure an kanadischen, US-amerikanischen und australischen Strombörsen seit Beginn ihrer Börsenaktivitäten mit nur gelegentlich auftretenden negativen Strompreisen konfrontiert sind<sup>828</sup>, führt dazu, dass die Thematik für europäische Energiegroßhandelsmärkte (und insbesondere deren Händler) vom Forschungsstand vergleichsweise häufiger aufgegriffen wird. So untersucht Brijs et al. (2015)<sup>829</sup> das Auftreten negativer Preise in ausgewählten europäischen Regelenenergiemärkten, wobei de Vos (2015) seine Analyse auf Day-Ahead-, Intra-Day- und Regelenenergiemärkte in Deutschland, Frankreich und Belgien<sup>830</sup> erweitert. Fokussiert auf das deutsche Energiehandelssystem evaluieren Fanone/Gamba/Prokopezuk (2013) u.a. regulatorische Einflüsse als wesentlichen Faktor für das Aufkommen<sup>831</sup> negativer Preise. Ihr Forschungsdesign basiert im Wesentlichen auf einem ökonometrischen Ansatz, welcher das Auftreten nicht positiver Day-Ahead-Preise erklären möchte. Dafür werden keine

---

<sup>828</sup> Vgl. einleitend etwa Christensen/Hurn/Lindsay (2012).

<sup>829</sup> Vgl. Brijs et al. (2015).

<sup>830</sup> Vgl. Vos (2015).

<sup>831</sup> Vgl. Fanone/Gamba/Prokopezuk (2013).

Stromangebots- oder verbrauchsmengen zugrunde gelegt, sondern ausschließlich auf Preisdaten abgestellt. Keles et al. (2012) verwenden ebenfalls exklusiv Strompreise auf Stundenbasis, um unter Anwendung eines Zeitreihenmodells<sup>832</sup> negative Preise zu prognostizieren, während Ziel und Steinert (2016) ihr (Negativ-)Preisschätzungsmodell auf Basis von Angebots- und Nachfragekurven aus abgegebenen Geboten im Rahmen von börslichen Auktionen (sogenanntes X-Model)<sup>833</sup> entwickeln. Dahingehend beabsichtigt diese Dissertationsschrift die Forschung im Bereich von Extremstrompreiserscheinungen zu erweitern. Dazu wird im Kern der methodische Ansatz zur Vorhersage erweitert. Dessen Konzipierung entwickelt sich zunächst aus der folgenden Betrachtung zum evolutionären Aufkommen negativer Strompreise.

Nach Gründung der EEX am 26.10.2001<sup>834</sup> wurden erst seit 2007 sowie September 2008 negative Börsenpreise vom Handelssystem für Intraday und Day-Ahead-Transaktionen<sup>835</sup> im deutschen Marktgebiet eingeführt. Zuvor erlaubte die Börse keinen wertmäßig geringeren Marktpreis als 0,01 €/MWh. Im gleichen Atemzug wurde in Form eines regulatorischen Eingriffs eine Preisuntergrenze von -3000 €/MWh determiniert, welche zu Beginn im Februar 2014 auf -500 €/MWh<sup>836</sup> heraufgesetzt wurde. Am 05.10.2008<sup>837</sup> wurden erstmalig negative Spot-Strompreise bei Day-Ahead-Kontrakten von der Börse als Auktionator fixiert. Seitdem scheinen sich gewisse Tendenzen abzuzeichnen. Die Häufigkeit gemessen an der Anzahl des (stündlichen) Aufkommens pro Jahr und Umsatzvolumina von Negativstrompreisen nehmen seit 2010 (mit geringen Ausnahmen) kontinuierlich zu. Zunächst veranschaulicht Abbildung 22 überblicksartig die (historische) Häufigkeitsentwicklung dieses Preisphänomens bei Day-Ahead-Geschäften. Demnach gibt es eine allgemeine Tendenz – am besten erkennbar von 2010 bis 2015 – in Form eines sukzessiven Anstiegs von negativen Strompreisperioden, wozu parallel eine Zunahme des relativen Anteils erneuerbarer Energien von

---

<sup>832</sup> Vgl. Keles et al. (2012).

<sup>833</sup> Vgl. Ziel/Steinert (2016).

<sup>834</sup> Die spätere Neugründung wurde durch die Fusionierung der beiden Strombörsen Leipzig Power Exchange (LPX) und dem Frankfurter Pendant der Deutsche Börse Gruppe – European Energy Exchange – bewirkt. Vgl. dazu Pilgram (2014), S. 359.

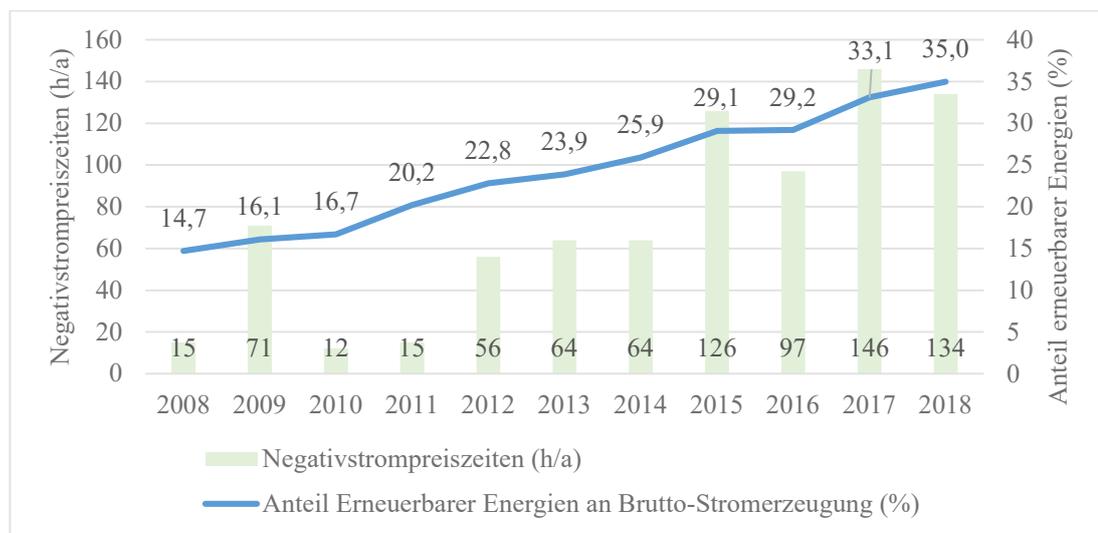
<sup>835</sup> Die Gewährung eines möglichen Auftretens negativer Preise beider Handelsvarianten war seinerzeit ausschließlich auf den deutschen Spothandel begrenzt. Die Implementierung in Österreich (für Intraday-Geschäfte), Frankreich und Schweiz erfolgte sukzessiv innerhalb der nächsten Jahre, vgl. EPEX Spot (2017b).

<sup>836</sup> Vgl. EPEX Spot (2017b); auch Energy Brainpool (2014), S. 3.

<sup>837</sup> Vgl. Andor et al. (2010), S. 91.

16,7 % auf 29,1 % an der elektrischen Energieproduktion beobachtet werden konnte. Letzteres führt auch überwiegend zur Reduzierung der Grundlastenergie durch konventionelle Anlagen, so dass die Quote der volatilen Mittellast- und Spitzenlastkraftwerke bei (nahezu) konstantem Verbrauchsverhalten zwangsläufig steigt.

Abb. 22: *Aufkommen negativer Strompreiszeiten*<sup>838</sup>



Die Grafik illustriert eine Gegenüberstellung des relativen Anteils an erneuerbaren Energiequellen zur Brutto-Stromproduktion in Deutschland mit dem jährlichen, zahlenmäßigen Aufkommen negativer Strompreiszeiten in Stunden bei Day-Ahead-Geschäften.

Aufgrund der Direktvermarktungsklausel des EEG können darüber hinaus seit 2012 die generierten Kapazitäten aus regenerativen Energiequellen ab einer bestimmten Mindestmenge vom Anlagenbetreiber in Eigenleistung veräußert werden, was zumeist über den börsengestützten Spotmarkt geschieht, andere Vertriebskanäle<sup>839</sup> jedoch gesetzlich nicht ausschließt. Letztere weniger genutzte Vertriebsalternativen beeinflussen zwar Stromnetzkapazitäten, aber keineswegs die Preisbildung für Spothandels-geschäfte an Strombörsen. Das Jahr 2017 stellt dabei eindeutig die Periode mit den häufigsten zahlenmäßigen Erscheinungen (146 h/a) negativer Preise dar.

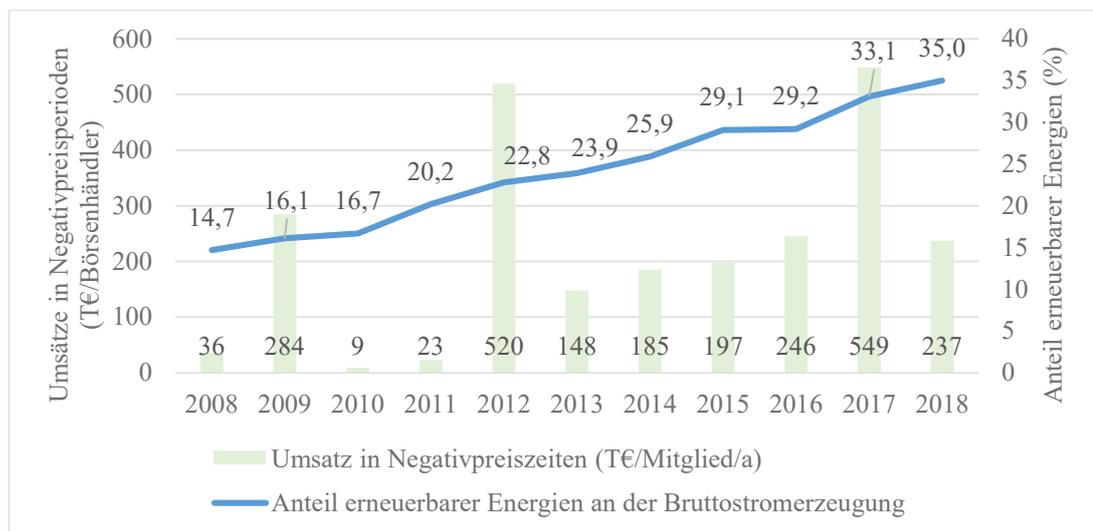
Aufgrund der begrenzten Aussagekraft des bloßen mengenmäßigen Auftretens, sind die damit verbundenen spezifischen (Börsen-)Marktwerte ebenso von Bedeutung. Zur Berechnung derselben werden die Marktpreise für die Day-Ahead-Geschäfte in Negativpreisszenarien auf Stundenbasis mit den jeweiligen Handelsmengen multipliziert

<sup>838</sup> Quelle: Eigene Darstellung, Daten entnommen aus EPEX Spot und AG Energiebilanzen.

<sup>839</sup> Vgl. Bundesnetzagentur (2012), S. 54.

und wiederum mit der Anzahl der registrierten Börsenmitglieder dividiert. Abbildung 23 zeigt die entsprechenden Marktwerte der Negativstrompreisvolumina im Zeitablauf. Im Vergleich zur Abbildung 22 zeigen sich hier ähnliche Resultate in Bezug auf herausragende Jahre: Während negative Preise im Jahr 2017 am häufigsten auftraten, ist in der wertbezogenen Darstellung pro EPEX-Mitglied (siehe Abb. 23) ebenso dem Jahr 2017 die höchste Bedeutung<sup>840</sup> beizumessen. Jedoch kristallisiert sich kein einwandfreier (positiver) Zusammenhang zwischen ansteigendem Anteil erneuerbarer Energien und spezifischem Marktwert der Negativpreisperioden je Börsenteilnehmer heraus. Ein näherer Blick scheint daher sinnvoll.

Abb. 23: Spezifische Marktwerte der Negativpreise<sup>841</sup>



Zur Berechnung derselben werden die Marktpreise für die Day-Ahead-Geschäfte auf Stundenbasis mit den jeweiligen Handelsmengen multipliziert und durch die Anzahl registrierter Börsenmitglieder geteilt.

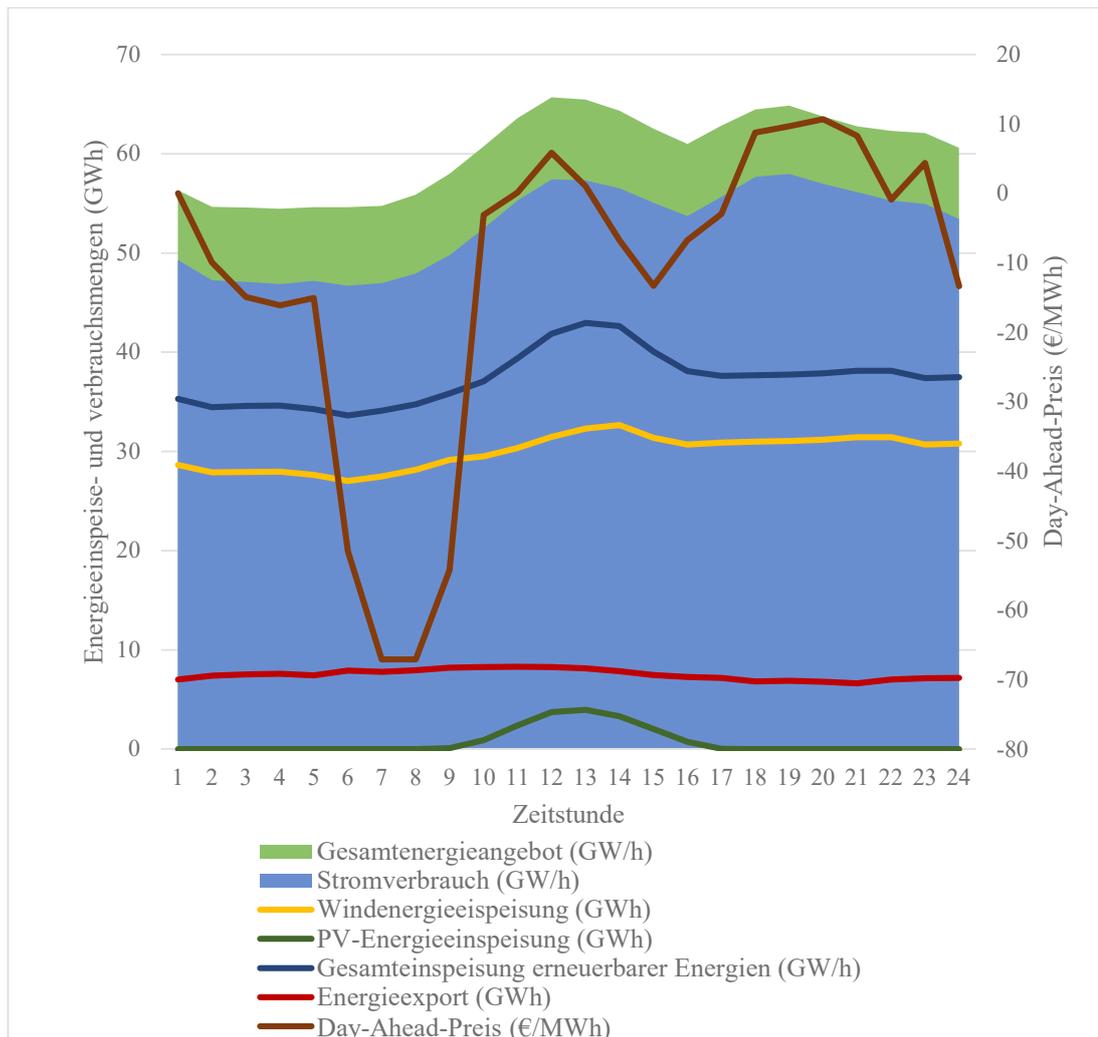
Insbesondere gab es im Dezember 2016 einen hohen Anstieg in Bezug auf Erscheinungshäufigkeit und Marktwert. In Abbildung 24 wird dazu ein beispielhafter, täglicher Spotpreisverlauf<sup>842</sup> für den zweiten Weihnachtsfeiertag 2016 mit den meisten (aufeinanderfolgenden) negativen Preisstunden des Jahres unter Hinzunahme der Energieerzeugung inklusive der Einspeisung aus regenerativen Energieanlagen, dem Exportmengenüberschuss und dem Energieverbrauch veranschaulicht.

<sup>840</sup> Im Betrachtungszeitraum wurde als geringster stündlicher Marktpreis ein Wert von -500,02 €/MWh (04.10.2009 um 2 Uhr) und ein Maximalwert von 494,26 €/MWh (25.11.2008 um 17 Uhr) ermittelt.

<sup>841</sup> Quelle: Eigene Darstellung, Daten entnommen von EPEX Spot, EEX und AG Energiebilanzen.

<sup>842</sup> Für weitere tagesbezogene Analysen von Extrempreisszenarien in 2014 vgl. Mayer (2014), S. 78–92.

Abb. 24: Stündlicher Preisverlauf am 26.12.2016<sup>843</sup>



Die Grafik illustriert die Entwicklung des stündlichen Day-Ahead-Preises in Abhängigkeit vom Energieangebot und -verbrauch. Zudem werden die Kurven der eingespeisten erneuerbaren Energiemengen, insbesondere zur Wind- und Solarenergie, Energieangebot und -nachfrage sowie Stromexportbilanz dargestellt.

Hier kann eine relativ hohe Energieeinspeisung aus regenerativen Quellen und insbesondere aus Windkraft (vgl. Abb. 24) beobachtet werden, die meist während Nacht- und Niedriglastzeiten<sup>844</sup> auftritt. Der u.a. dadurch entstehende Stromangebotsüberschuss wie etwa hier am 26.12.2016 wird überwiegend in umliegende Nachbarstaaten zur Netzausfallprävention (*Blackouts*<sup>845</sup>) exportiert. Des Weiteren bewegt sich die Preiskurve im Vormittags- und frühen Nachmittagszeitraum unterhalb von 0 €/MWh. Im selben kurzen Zeitraum wird Strom nicht nur aus Wind-, sondern auch aus PV-

<sup>843</sup> Quelle: Eigene Darstellung, Daten entnommen aus EPEX Spot und Agora Energiewende.

<sup>844</sup> Vgl. übereinstimmend Chao (2011), S. 3946.

<sup>845</sup> Vgl. einführend Cramton/Ockenfels/Stoft (2013), S. 28–30.

Anlagen eingespeist, welcher das Gesamtenergieangebot im Vergleich zu den vorherigen Zeitstunden wesentlich erhöht.

Subsumierend lässt sich vorerst an diesem Beispiel feststellen, dass negative Strompreise offensichtlich (häufig) an Feiertagen sowie in den Nachtstunden auftreten, wenn bei etwa gleichbleibenden Energieangebot (samt erneuerbarer Energien) die Residuallast<sup>846</sup> niedrig und gleichzeitig der Einspeisungsanteil regenerativer Energien wie hier vorrangig Wind- oder auch Solarkraft (unerwartet) hoch ist<sup>847</sup>. Die Residuallast wird durch konventionelle Kraftwerke bereitgestellt. Letztere stellen die Mehrheit der Grundlastenergie bereit und könnte derzeit durch ihre langen Abschaltzeiten (zusätzlich) zur Stromüberproduktion beitragen. Zur Bedienung der tatsächlichen Nachfrage setzt sich das Angebot in Abhängigkeit der Merit Order vorrangig aus eingespeistem Strom erneuerbaren Ursprungs aufgrund ihrer niedrigeren oder fast gen null tendierenden Grenzkosten<sup>848</sup> zusammen, was zu einer Verringerung der konventionellen Energievolumina mit höheren Grenzkosten führt. Damit Betreiber von Kraftwerken, die auf fossile Brennstoffe zurückgreifen, dennoch ihren (überschüssig) produzierten Strom kurzfristig am Spothandel verkaufen können, müssen sie (zumindest kurzfristig) ihre Mengen zu Preisen unterhalb ihrer üblichen Grenzkosten anbieten.

Die (stark) volatile Produktion von Strom aus EE-Anlagen wird nicht selten als Hauptargument für extreme Strompreis-Szenarien angeführt. Diese These aufgreifend ergründet der nächste Teilabschnitt (weitere) wesentliche Einflussfaktoren für das ungewöhnliche Preisphänomen, so dass deren Eintreten (bestmöglich) vorhergesagt werden kann. Darauf aufbauend werden Handlungsempfehlungen für am Börsenmarkt teilnehmende Energieein- und -verkäufer sowie gesetzgebende und politische Entscheidungsträger abgeleitet und erörtert.

### 7.2.3 Regressionskonzipierung

In Zeiten extrem niedriger oder negativer Preise sollten Marktteilnehmer dazu neigen, größere Energiemengen als üblich an den Börsen zu kaufen, wenn sie in der Lage sind,

---

<sup>846</sup> Vgl. Grünwald et al. (2012), S. 35 und Hirth (2013), S. 219.

<sup>847</sup> Vgl. Synwoldt (2016), S. 357, welcher (und viele anderen Quellen) das Überangebot erneuerbarer Energien als Erklärungsansatz für Negativpreiszzeiten uneingeschränkt und isoliert ansetzen.

<sup>848</sup> Vgl. Tveten et al. (2013), S. 763f.

diese Szenarien vorherzusagen und die Menge an Energie nutzen können. Dennoch garantieren die bisher genannten Gegebenheiten zu keinem Zeitpunkt das Auftreten negativer Preise. Es gibt durchaus Tage mit ähnlichen Bedingungen, die keine negativen Marktpreise<sup>849</sup> hervorbringen. Zudem müsste das Marktpreisniveau wiederum steigen, wenn nunmehr höhere Mengen nachgefragt werden.

Zur Ergründung der Prognoseproblematik erfolgt zunächst eine Analyse zur Sensitivität von Energieangebots- und -nachfragevariablen, welche das Auftreten von negativen Preisspitzen induzieren. Dazu wird ein gängiges *Logit-Modell* (auch als logistische Regression bezeichnet) aufgestellt. Zwar wurde ein vergleichbarer Ansatz bereits von Hagfors et al. (2016a)<sup>850</sup> formuliert, aber selbiger wird ausschließlich auf zwei bestimmte Handelszeitstunden angewandt. Dahingehend wird in dieser Arbeit einerseits auf die wesentlichen Erkenntnisse aus dem genannten Aufsatz zurückgegriffen, aber andererseits Umfang und Tiefe der Analyse vergrößert. Insbesondere haben Marktakteure ein Interesse negative Strompreise für verschiedene, wenn gar nicht alle Zeitstunden vorhersagen zu können, um entweder finanzielle Risiken zu reduzieren oder diese Preisphänomene sogar auszunutzen.

Der Beobachtungszeitraum umfasst dafür die stündlichen Day-Ahead-Preise von Januar 2013 bis Dezember 2016 an der EPEX für das deutsche Marktgebiet sowie die Stromerzeugungs- und -verbrauchsdaten<sup>851</sup> in gleicher zeitlicher Auflösung, die von ENTSO-E; EPEX Spot; EEX Transparency und Agora Energiewende bereitgestellt werden. Aufgrund der erheblichen regulatorischen Änderungen im Zuge des Inkrafttretens des EEG 2017 sowie der Neuaufteilung der Handelsgebiete der EPEX im September 2018<sup>852</sup> werden zur Erhaltung der Datenhomogenität die Werte ab 2017 nicht berücksichtigt.

Das Verhältnis von Ursache und Wirkung negativer Marktpreise wird anhand ökonomischer Überlegungen untersucht, welche durch eine Auswertung des aktuellen Forschungsstands und das Beispiel in Abbildung 24 vom 26.12.2016 unterstützt werden.

---

<sup>849</sup> Vgl. exemplarisch Hildmann/Ulbig/Andersson (2015).

<sup>850</sup> Vgl. Hagfors et al. (2016a).

<sup>851</sup> Analoge Daten vor 2013 weisen hier und da größere Lücken auf oder sind teilweise gar nicht in der benötigten zeitlichen Auflösung existent.

<sup>852</sup> Im Zuge der Umstellung der Marktgebiete ist der deutsche mit dem luxemburgischen Spothandelsmarkt verknüpft wurden, vgl. dazu EPEX Spot (2018b).

Sowohl die bisherigen Erkenntnisse dazu als auch das zugrunde gelegte Datensample zeigen, dass negative Strompreise vorrangig an Feiertagen oder in Nachtstunden<sup>853</sup> identifiziert werden können. Die Kurven zur Einspeisung von Strom aus regenerativen Energiequellen (Angebot) und dem Day-Ahead-Marktpreis in Abbildung 24 weisen tendenziell einen unterschiedlichen Verlauf auf, was wiederum auf eine eher geringe Abhängigkeit zwischen beiden Variablen hindeutet. Dahingehend erscheint eine alleinige Verwendung von Wind- und PV-Daten zielführender. Quantitative Zusammenhänge zwischen dem Marktpreis und der Stromerzeugung aus den beiden Energieträgern wurden bereits im 4. Kapitel sowie dem einschlägigen Forschungsstand<sup>854</sup> gezeigt.

Naturgemäß können zumeist (Onshore-)Wind- und PV-Kraftwerke nur Mittel- und Spitzenlasten bereitstellen, da die Energieerzeugung direkt oder indirekt vom Globalstrahlungsverhalten abhängt. Während der Mittagszeit befindet sich tendenziell die PV-Einspeisung im Tagesverlauf auf dem höchsten Niveau, wohingegen sich für die Windenergieproduktion kein typisches Muster ableiten lässt. Beide Stromerzeugungsquellen werden deshalb als volatile erneuerbare Energien (kurz VEE) im Rahmen dieser Analyse bezeichnet. So führt in Abbildung 24 der Anstieg der eingespeisten Windenergie aufgrund der offensichtlichen (leicht) negativen Korrelation nicht zu einem Anstieg, sondern zu einem Rückgang des Spotmarktpreises und umgekehrt. Analoge oder umgekehrte Verläufe der PV-Einspeisung zum Marktpreis lassen sich dagegen nicht beobachten. Eine Separierung der verschiedenen erneuerbaren Energiequellen scheint daher auch hier für nachfolgende Betrachtungen von zentraler Relevanz zu sein. Dahingehend werden sowohl Prognose- als auch (zeitlich verzögerte) Istdaten für beide VEE verwendet, um Wind- und Solarenergieeinspeisemengen als mögliche Komponenten für das Logit-Modell einzusetzen.

---

<sup>853</sup> Vgl. übereinstimmend Ketterer (2014), S. 271.

<sup>854</sup> Vgl. exemplarisch Paraschiv/Erni/Pietsch (2014), S. 200–202; Würzburg/Labandeira/Linares (2013), S. 165–168 und Martinez-Anido/Brinkman/Hodge (2016), S. 475f.

Des Weiteren bildet die Residuallast – allgemein definiert als Differenz zwischen dem Stromverbrauch und der Gesamteinspeisung der erneuerbaren Energien<sup>855</sup> – als nachfrageseitige Variable einen weiteren integralen Bestandteil<sup>856</sup> der Regression. Da negative Preisereignisse ein eher seltenes Phänomen darstellen, neigen Marktakteure dazu, diese Preiskonstellation auf Basis von verfügbaren Prognoseenergieerzeugungsdaten vorherzusagen, da sie ein höheres Maß an Aktualität bieten als die tatsächlichen Daten des Vortages. Unter Verwendung der verfügbaren Lastprognosen erfolgt hier die Berechnung der Residuallast durch Subtraktion der kumulierten prognostizierten VEE von der prognostizierten Last zum jeweils selben Zeitpunkt. In Abbildung 24 kann darüber hinaus eine deutliche Differenz zwischen dem Verbrauch (Last) und der Gesamteinspeisemenge erneuerbarer Energien festgestellt werden, wobei dieser Betrag durch fossile Kraftwerke ausgeglichen werden muss. Hierbei produzieren aber offenbar letztere einen Stromüberschuss, der weder nur vollständig verbraucht, noch komplett in andere Länder exportiert wird.

Zuletzt muss die Saisonalitätseigenschaft von Strompreisen<sup>857</sup> in der logistischen Regression berücksichtigt werden. Dazu bildet die Schätzung der Day-Ahead-Preise im Zeitraum von 2013 bis 2016 mit Hilfe von dem im Forschungsstand vielfach aufgegriffenen ARX-Modells von Misiorek/Trück/Weron (2006)<sup>858</sup> den Ausgangspunkt. Dieser Ansatz bildet sowohl tägliche als auch wöchentliche Volatilitätsmuster von Spotpreisen ab, wobei die unregelmäßigen Preisschwankungen innerhalb der Zeitreihe nur über die Fehlerterme dargestellt werden. Daher werden die Werte der Fehlerterme aus der geschätzten Zeitreihe extrahiert und als Volatilitätskomponente für die logistische Regression zur Schätzung und Prognose negativer Marktpreise genutzt. Darüber hinaus wird der End-of-Day-Effekt<sup>859</sup> in die Modellierung einbezogen, da der zuletzt bekanntgegebene Preis des Vortages ein relevantes Signal für Marktteilnehmer darstellen könnte, welches wiederum in die Gebotsabgabe der Börsenakteure und damit in die (extreme) Preisbildung einfließen kann.

---

<sup>855</sup> Vgl. Wozabal/Graf/Hirschmann (2016), S. 695.

<sup>856</sup> Vgl. zustimmend Weron (2014), S. 1063.

<sup>857</sup> Vgl. Hagfors et al. (2016a), S. 1933.

<sup>858</sup> Vgl. Misiorek/Trück/Weron (2006), S. 13. So greifen beispielsweise Nowotarski/Weron (2016), S. 229 dieses Referenzmodell auf, um die Prognosefähigkeit ihres Ansatzes mit jenem zu vergleichen.

<sup>859</sup> Vgl. für eine aktuelle Verwendung Ziel/Weron (2018), S. 402.

Zusammengenommen werden die folgenden exogenen Variablen (gemessen in GWh für die energiebezogenen Komponenten, ohne Einheit für die Preisvolatilität und €/MWh für die letzte Größe) ins Kalkül gezogen, die sich auf einen bestimmten Tag  $d$  zu einer Zeitstunde  $h$  beziehen:

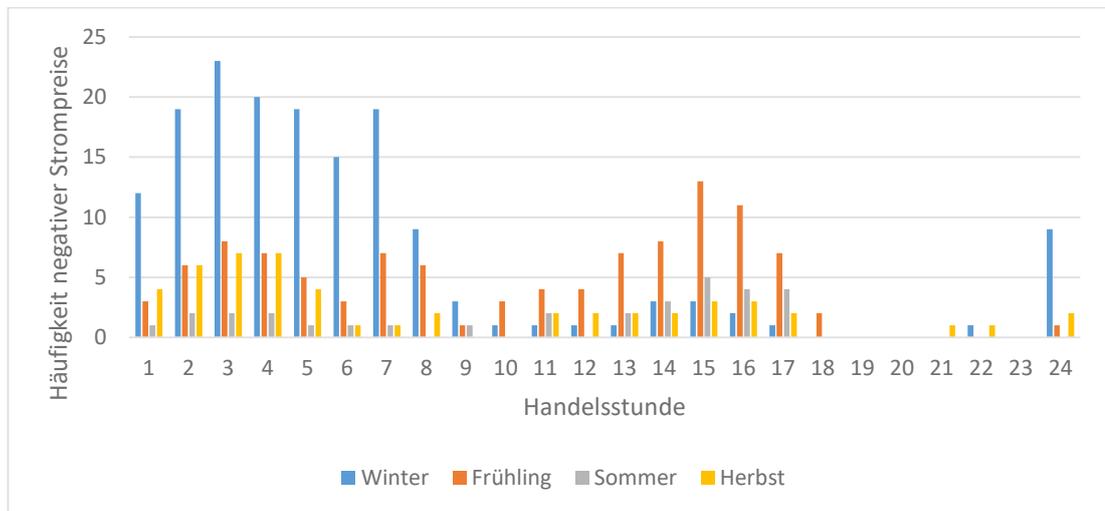
- 1) Einspeisemenge von Solarenergie ( $PV_{d-1,h}$  und  $fPV_{d,h}$ );
- 2) Einspeisemenge von Windenergie ( $Wind_{d-1,h}$  und  $fWind_{d,h}$ );
- 3) Residuallast ( $RL_{d,h}$ );
- 4) Preisvolatilität ( $Vol_{d-1,h}$ ) und
- 5) End-of-Day-Effekt ( $P_{d-1,24}$ ).

Auf der einen Seite werden Wind- und Solarenergie aufgrund ihrer vergleichsweise hohen Netzeinspeisungsvolatilität als separate Variablen (1 und 2) in der Regression betrachtet. Auf der anderen Seite kombiniert die (prognostizierte) Residuallast (Variable 3) die Energieangebots- und -nachfragemengen in einer Variablen und besitzt potenziell einen hohen Informationswert für Spotmarkthändler. Zeitreihen von Energiegroßhandelspreisen enthalten neben gewöhnlichen täglichen und wöchentlichen Preisschwankungen, häufig auch jahreszeitliche<sup>860</sup> Volatilitätsmuster (Variable 4), was gleichermaßen für die Verteilung nichtpositiver Strompreise (siehe Abb. 25) zutrifft. Dahingehend soll eine Integration von saisonalen Dummies in den Modellansatz vorgenommen werden. Während sich die geringste Häufigkeit negativer Energiepreise in den Sommermonaten des Untersuchungszeitraums zeigt, können laut Abbildung 25 in den Wintermonaten die meisten negativen Preisstunden identifiziert werden. Die Häufigkeit liegt im Frühling zwischen den beiden vorgenannten Jahreszeiten, wobei über den Tagesverlauf betrachtet die meisten negativen Preise in der Mittagszeit, auch über alle Jahreszeiten gesehen, zu finden sind. Mit Blick auf den methodischen Ansatz werden daher Dummies für Winter- und Frühlingperioden hinzugefügt, um die Robustheit der Ergebnisse zu erhöhen.

---

<sup>860</sup> Vgl. Paschen (2016), S. 120.

Abb. 25: Saisonale Verteilung negativer Preise<sup>861</sup>



Die Grafik präsentiert die Häufigkeitsverteilung der im Zeitraum 2013 bis 2016 an der EPEX Spot registrierten nicht positiven Marktpreisen aus Day-Ahead-Transaktionen. Am häufigsten wurden diese demnach im Winter detektiert.

Weiterhin lässt sich aus Abbildung 25 ein heterogenes Verteilungsverhalten der negativen Börsenstrompreise zwischen 2013 und 2016 über alle Handelsstunden erkennen. Am auffälligsten sind dabei die 19. und 20. Zeitstunde, in denen keine negativen Energiepreise festgestellt werden können. Vergleichsweise wenige Notierungen finden sich zudem in den Perioden 21 bis 23. Um dahingehend Koinzidenzen im Datensample zu vermeiden, werden Perioden mit einer Häufigkeit von weniger als vier negativen Preiserscheinungen über den gesamten Untersuchungszeitraum von der empirischen Untersuchung ausgeschlossen. Somit müssen die Beobachtungen der 18. bis 23. Stunde von der weiteren Analyse ausgenommen werden. Wie bereits erwähnt, tritt das Negativpreisphänomen häufig an Feiertagen auf, wenn der Strombedarf in der Regel vergleichsweise gering ist, so dass ein Dummy für gesetzliche Feiertage in ganz Deutschland in die Regression eingefügt wird. Damit sind sämtliche Komponenten, welche in den Modellansatz einzubeziehen sind, bestimmt, dessen Zusammensetzung in mehreren Varianten nach folgendem Prinzip vorgenommen wird.

Zunächst besteht der Grundansatz des Logit-Modells aus der zeitlich verzögerten Preisvolatilität zur selben Stunde (h) des Vortages (d-1), der prognostizierten Residuallast derselben Stunde (h) und den drei Dummies für gesetzliche Feiertage sowie dem meteorologischen Winter und Frühling. Neben diesen Grundkomponenten, wird der

<sup>861</sup> Quelle: Eigene Darstellung, Daten entnommen von EPEX Spot.

Regression die vorhergesagte Wind- als auch die Solarproduktion (Modell 2) bzw. deren tatsächliche Einspeisung am Tag zuvor (d-1) während derselben Stunde (h) (Modell 5), der End-of-Day-Effekt (Modell 3) oder eine Kombination aus der prognostizierten bzw. tatsächlichen Einspeisung der VEE und dem End-of-Day-Effekt (Modell 1 und 4) hinzugefügt, so dass fünf Modellkombinationen pro Handelsstunde möglich sind. Dabei kommen die Daten für die prognostizierte und zeitlich verzögerte tatsächliche PV-Erzeugung nur für die Stunden 7 bis 21<sup>862</sup> zum Einsatz. Schließlich werden die Modellregressionen, welche stets die zeitlich verzögerte Volatilität, prognostizierte Residuallast sowie Dummies für Winter- und Frühlingszeit sowie Feiertage als obligatorische Erklärungsvariablen enthalten, um folgende Bestandteile ergänzt und anschließend geschätzt:

- Prognostizierte VEE-Einspeisung und End-of-Day-Effekt (Modell 1);
- Prognostizierte VEE-Einspeisung (Modell 2);
- End-of-Day-Effekt (Modell 3);
- Zeitlich verzögerte tatsächliche VEE-Einspeisung und End-of-Day-Effekt (Modell 4);
- Zeitlich verzögerte tatsächliche VEE-Einspeisung (Modell 5).

Um die Wahrscheinlichkeit des Auftretens negativer Energiepreise (Eintritt negativer Marktpreis) zu analysieren, wird die Schätzung der Logit-Regressionsansätze gemäß der nachstehenden Formel durchgeführt:

$$Pr = \frac{\exp\left(\alpha_{h,1} + \alpha_{h,2}x_i P_{d-1,24} + \alpha_{h,3}Vol_{d-1,h} + \alpha_{h,4}RL_{d,h} + \alpha_{h,5}y_i fWind_{d,h} + \alpha_{h,6}z_i Wind_{d-1,h} + \alpha_{h,7}b_i y_i fPV_{d,h} + \alpha_{h,8}b_i z_i PV_{d-1,h} \sum_{j=1}^3 d_j D_j\right)}{1 + \exp\left(\alpha_{h,1} + \alpha_{h,2}x_i P_{d-1,24} + \alpha_{h,3}Vol_{d-1,h} + \alpha_{h,4}RL_{d,h} + \alpha_{h,5}y_i fWind_{d,h} + \alpha_{h,6}z_i Wind_{d-1,h} + \alpha_{h,7}b_i y_i fPV_{d,h} + b_{h,8}a_i z_i PV_{d-1,h} \sum_{j=1}^3 d_j D_j\right)}$$

wobei

$h = 1 \dots 24$  Handelsstunden eines Tages  $d$ ,

$b_i = 1$  für Handelsstunden 7... 21 und 0 für die verbleibenden,

$x_i = 1$  für Modellkonfigurationen 1, 3, 4 und 0 für die verbleibenden,

$y_i = 1$  für Modellansätze 1, 2 und 0 für die übrigen,

$z_i = 1$  für Modelle 4, 5 und 0 für alle weiteren,

<sup>862</sup> Vgl. für eine analoge Vorgehensweise Hagfors et al. (2016b) und Kap. 4.4.

$D_j$  Dummies für gesetzliche Feiertage ( $d_j=1$ ), Winterzeit ( $d_j=2$ ) und Frühling ( $d_j=3$ ) zur Abbildung von Saisonalität verwendet wird.

A priori erfolgt die obligatorische Prüfung der exogenen Variablen auf Stationarität mittels des Dickey-Fuller-Tests. Die zugehörigen Resultate lassen auf keine Stationarität schließen. Des Weiteren veranschaulicht eine Übersicht (siehe Tab. 18) grundlegende statistische Kennzahlen zur Zielvariable und den gewählten Erklärungsvariablen.

Tab. 18: Deskriptive Statistik zum Negativpreis-Datensample<sup>863</sup>

Variable	Mittelwert	Median	Min	Max	Std.abw.
<b>Preis</b>	32,79	31,61	-130,09	130,27	14,06
<b>PV</b>	4,10	0,14	0,00	28,83	6,31
<b>fPV</b>	3,71	0,14	0,00	27,56	5,76
<b>Wind</b>	7,84	5,68	0,00	36,24	6,89
<b>fWind</b>	7,65	5,61	0,00	44,10	6,55
<b>RL</b>	46,02	45,43	-1,10	82,83	11,05
<b>Vol</b>	0,00	0,26	-132,48	93,52	7,99

Die Tabelle zeigt beschreibende statistische Kennziffern zur Verteilung des Datensatzes, die den Day-Ahead-Preis in €/MWh (Preis) als abhängige Variablen beinhaltet. Des Weiteren werden beschreibende Statistiken zur tatsächlichen und prognostizierten Einspeisemenge von Solarenergie in GWh (PV, fPV), tatsächlichen und prognostizierten Einspeisemenge von Windenergie in GWh (Wind, fWind), vorhergesagten Residuallast in GWh (RL) und Preisvolatilität ohne Messeinheit (Vol) veranschaulicht.

Wie Tabelle 18 illustriert, beträgt der durchschnittliche Spotpreis 32,79 €/MWh. Die Bandbreite der Marktpreise erscheint charakteristisch (Min. -130,09 und Max. 130,27 €/MWh) aufgrund einzelner positiver und negativer Preisspitzen im mehrjährigen Betrachtungszeitraum, was sich jedoch offenbar nicht auf die Standardabweichung mit 14,06 €/MWh niederschlägt. Das erwartete hohe volatile Einspeiseverhalten der VEE wird durch die ermittelten Standardabweichungen von tatsächlich generierter Wind- (6,89 GWh) und Solarenergie (6,31 GWh) bestätigt. Zudem verdeutlicht das Minimum der Residuallast (-1,10 GWh), dass die prognostizierte Stromnachfrage zu bestimmten Zeitpunkten vollständig durch VEE abgedeckt werden kann. Hierbei resultieren die Abweichungen zwischen prognostizierten und tatsächlichen Daten hauptsächlich aus

<sup>863</sup> Quelle: Eigene Darstellung, Daten entnommen von ENTSO-E, EPEX Spot, EEX Transparency und Agora Energiewende.

dem Ausschluss der nicht bei Netzbetreibern meldepflichtigen Einspeise(kleinst)mengen von Sonnen- und Windenergie, die letztlich nicht in Prognosekalkulationen der EEX Transparency Plattform einfließen. Daneben demonstrieren Mittelwert und Median der geschätzten Preisvolatilität Werte von und um null, wobei zudem der zugehörige Minimalwert (-132,48 €/MWh) dem geringsten Wert der abhängigen Preisvariable (-130,27 €/MWh) ähnelt.

Das Forschungsdesign schließt mit der Bestimmung eines geeigneten Regressionsansatzes pro Handelsstunde. Dazu wird nur der Ansatz einer bestimmten Periode für weitere Analysen verwendet, welcher die höchste statistische Qualität auf Basis der Log-Likelihood und des durchschnittlichen Vorhersageerfolgs aufweist. Nach dieser Vorauswahl erfolgt eine abschließende Evaluierung der stundenbezogenen Modelle durch Berechnung der Vorhersagegenauigkeit und -konfidenz<sup>864</sup> für verschiedene Schwellenwerte (auch *Cutoffs* genannt), deren Berechnung nach folgender Systematik durchgeführt wird:

$$\text{Vorhersagegenauigkeit} = \frac{\text{Richtig positiv}}{\text{Richtig positiv} + \text{Falsch negativ}} \text{ und}$$

$$\text{Vorhersagekonfidenz} = \frac{\text{Richtig positiv}}{\text{Richtig positiv} + \text{Falsch positiv}}.$$

Um dabei die Robustheit der erzielten Ergebnisse zu gewährleisten, wird die wertmäßige Grenze einzubeziehender negativer Preisdaten für eine Vorhersageerfüllung (negativer Marktpreis tritt ein) auf -0,5; -0,75 und -1,0 €/MWh verschoben. Aufgrund der zuvor festgelegten Bedingung von mindestens vier Negativpreisbeobachtungen pro Zeitstunde darf die Schwelle wertmäßig nicht unterhalb von -1,0 €/MWh festgesetzt werden. Nach Abschluss der notwendigen Verfahrensschritte werden die Regressionsresultate im nächsten Teilkapitel vorgestellt und diskutiert.

---

<sup>864</sup> Vgl. Zhao/Dong/Li (2007), S. 648f. Bei den Vorhersagen können hierbei vier verschiedene Fälle eintreten: 1) der Marktpreis hat ein negatives Vorzeichen und wird korrekt prognostiziert (richtig positiv); 2) der Marktpreis besitzt ein negatives Vorzeichen, wird aber nicht richtig prognostiziert (falsch positiv); 3) der Marktpreis ist positiv und wird richtig prognostiziert (richtig negativ) und 4) der Marktpreis ist positiv und wird nicht korrekt prognostiziert (falsch negativ).

#### 7.2.4 Empirische Ergebnisse

Zuerst werden die Logit-Modelle, die bis zu acht erklärende Variablen enthalten, vorgestellt, welche zur Vorhersehbarkeit negativer Day-Ahead-Preise auf dem deutschen Spotmarkt eingesetzt werden können. Insgesamt bestätigen die Regressionen, dass die Einspeisung von Solar- und Windenergie (annähernd gleich häufige Verwendung von tatsächlicher und prognostizierter Energiegenerierung) das Auftreten negativer Marktpreise wesentlich beeinflussen. Die zugehörigen Ergebnisse können aus Tabelle 19 entnommen werden. Im Vergleich zu den Ansätzen 2 und 5, die nur (prognostizierte bzw. tatsächliche, um einen Tag versetzte) Solar- und Windenergieeinspeisung als Einflussfaktoren beinhalten, demonstriert der End-of-Day-Effekt einen unerwartet signifikanten Einfluss auf das Zustandekommen negativer Preise über alle untersuchten Perioden. Aus den Ergebnissen aller Modelle kann zudem geschlossen werden, dass ein Anstieg der Windenergie (wie erwartet) und eben auch der Solarenergieeinspeisung das Auftreten negativer Preise begünstigen. Dennoch hängt der Einsatz von prognostizierten oder tatsächlichen Stromeinspeisedaten der VEE in den Regressionsansätzen von der Tageszeit ab. Während in den Nachmittagsstunden vorwiegend reale Energieeinspeisemengen verwendet werden, wirkt die Verteilung von vorhersagten und tatsächlichen VEE in den Nachtstunden (erste bis einschließlich sechste Handelsstunde) dagegen ausgeglichen.

Jedoch deuten die vergleichsweise niedrigen geschätzten, durchschnittlichen Prognoseerfolgswerte im Vor- bis Mittagszeitraum darauf hin, dass die Vorhersage des Negativpreisphänomens auch von Zufällen geprägt ist, wie Brijs et al. (2015)<sup>865</sup> ebenfalls konstatieren. Dahingehend gibt es Anlass, den Einfluss der Regressionsparameter vertiefend zu untersuchen, was durch Anwendung unterschiedlicher Schwellenwerte für den Vorhersageerfolg vorgenommen wird.

---

<sup>865</sup> Vgl. Brijs et al. (2015), S. 59.

Tab. 19: Ergebnisse der Logit-Regression

Stunde	Durchschnittlicher Prognoseerfolg (in %)					Log. Likelihood					Variablen der ausgewählten Modellkombination		
	Modell 1	Modell 2	Modell 3	Modell 4	Modell 5	Modell 1	Modell 2	Modell 3	Modell 4	Modell 5	End-of-Day-Effekt	Prong. VEE-Einspeisung	Reale VEE-Einspeisung
1	45,92	42,08	45,99	47,20	42,87	-37,4394	-40,3476	-37,4521	-36,5357	-39,6459	x		x
2	50,72	46,85	49,90	51,13	47,30	-59,7215	-66,7881	-60,4144	-59,2012	-66,3045	x		x
3	47,58	37,54	47,25	47,28	37,51	-76,3514	-99,3462	-76,8029	-76,7720	-99,3237	x	x	
4	49,40	46,14	49,31	49,45	46,17	-65,6513	-73,7720	-65,8622	-65,4174	-73,6609	x		x
5	55,57	55,44	54,95	54,85	54,59	-43,7400	-44,1998	-44,1464	-44,1112	-44,8772	x	x	
6	40,35	36,82	39,37	39,41	36,67	-42,6730	-46,4099	-43,7598	-43,7304	-46,5650	x	x	
7	53,82	51,00	54,10	54,20	50,65	-40,4427	-43,6694	-40,7447	-39,6037	-44,0268	x		x
8	44,64	40,79	41,62	42,89	39,06	-31,1451	-33,2154	-33,5957	-32,0953	-34,8096	x	x	
9	16,10	14,37	13,97	14,35	10,97	-15,0403	-15,8836	-15,9923	-15,2384	-16,6117	x	x	
10	33,25	30,31	33,56	33,09	30,10	-9,8878	-10,3312	-10,0002	-9,5909	-10,0211	x		x
11	47,04	44,74	42,52	44,81	39,54	-17,4248	-18,7766	-18,4376	-17,3163	-19,9439	x	x	
12	37,04	35,09	28,27	29,56	26,23	-16,0158	-16,8288	-18,4604	-18,1913	-19,8733	x	x	
13	47,18	43,44	45,40	49,93	45,47	-22,3913	-24,8892	-22,8066	-21,1278	-23,8347	x		x
14	52,97	50,89	49,33	56,75	54,78	-25,3088	-26,9108	-27,2457	-23,5438	-25,3281	x		x
15	59,88	56,20	59,55	62,58	60,12	-34,5831	-37,0351	-34,9059	-32,8386	-34,1885	x		x
16	53,49	51,88	51,76	55,26	54,34	-32,4005	-33,2876	-34,2013	-32,0318	-32,5916	x		x
17	55,94	55,04	54,27	55,77	55,41	-23,5435	-23,9627	-24,3331	-23,6576	-23,9089	x	x	
24	45,71	43,61	45,60	48,45	43,76	-26,7168	-29,3525	-26,7385	-25,7717	-29,3547	x		x

Die Tabelle fasst die Resultate der fünf Regressionsvarianten pro Handelsstunde zusammen. Mit Bezug auf die statistische Güte symbolisieren der durchschnittliche Vorhersagerfolg und die Log. Likelihood die Modellauswahlkriterien, so dass sich je eine Kombination pro Handelsstunde herauskristallisiert.

Im nächsten Schritt werden daher alle ausgewählten Modellkombinationen hinsichtlich ihrer Prognosegüte untersucht und die Auswirkungen der integrierten Variablen auf das Verhalten der Marktpreise analysiert. Nunmehr besteht auch ein Ziel darin, Zeitmuster für das mögliche Auftreten negativer Preiskonstellationen zu ermitteln um so präzisere Aussagen zur Vorhersagbarkeit treffen zu können. Daran schließt sich die Ableitung von Treibern für negative Preisszenarien mittels der exogenen Variablen an. Die entsprechenden Ergebnisse für sämtliche ins Kalkül gezogene Handelsstunden können hierzu aus Abbildung 26 sowie Tabelle 19 entnommen werden.

Wie erwartet verändert sich die statistische Modellqualität mit der Anpassung der Schwellenwerte. Zunächst wird unabhängig von der betrachteten Handelsstunde eine wesentlich höhere Vorhersagegenauigkeit bei einem Cutoff von 30 % gegenüber Prognosen bei einem Schwellenwert von 70 % (siehe Abb. 26) erzielt. Weiterhin bewegen sich Vorhersagegenauigkeit und -konfidenz in der oberen Teilgrafik von Abbildung 26 auf ähnlichem Niveau, was anhand der fast ineinander verlaufenden Linien über den Tagesverlauf abgeleitet werden kann. Grundsätzlich zeigt sich eine höhere Prognosequalität (Vorhersagegenauigkeit und -konfidenz) in den Nachmittagsstunden im Vergleich zur ersten Hälfte des Tages, obwohl eine geringere Anzahl an negativen Preisspitzen beobachtet wurde. Demzufolge können Marktakteure nichtpositive Preise für diese Zeiträume mit höherer Wahrscheinlichkeit vorhersagen.

Eine Ausnahme bilden die Resultate zu den Stunden 9 und 10, in welchen zwar ebenso eine geringe Anzahl negativer Preise identifiziert werden kann, aber dagegen die Prognosewahrscheinlichkeit (vgl. Tab. 19) relativ niedrig ausfällt. Darüber hinaus führt eine Erhöhung der Cutoffs bei sämtlichen Handelsstunden dazu, dass die falschen Vorhersagen gegen null konvergieren oder gar vollständig verschwinden, während die Anzahl wahrer Vorhersagen zwar auch abnimmt, aber nicht in dem Maß wie Zuvorge nannte, was den Einsatz der konzipierten Logit-Modellansätze befürwortet. Anscheinend hängt das Auftreten negativer Preisszenarien hinsichtlich ihrer Häufigkeit und Vorhersehbarkeit von der Tageszeit ab, was auf die entsprechenden Kauf- und Verkaufstransaktionskalküle von Börsenhändlern zurückzuführen ist.

Abb. 26: Vorhersagequalität bei verschiedenen Cutoffs

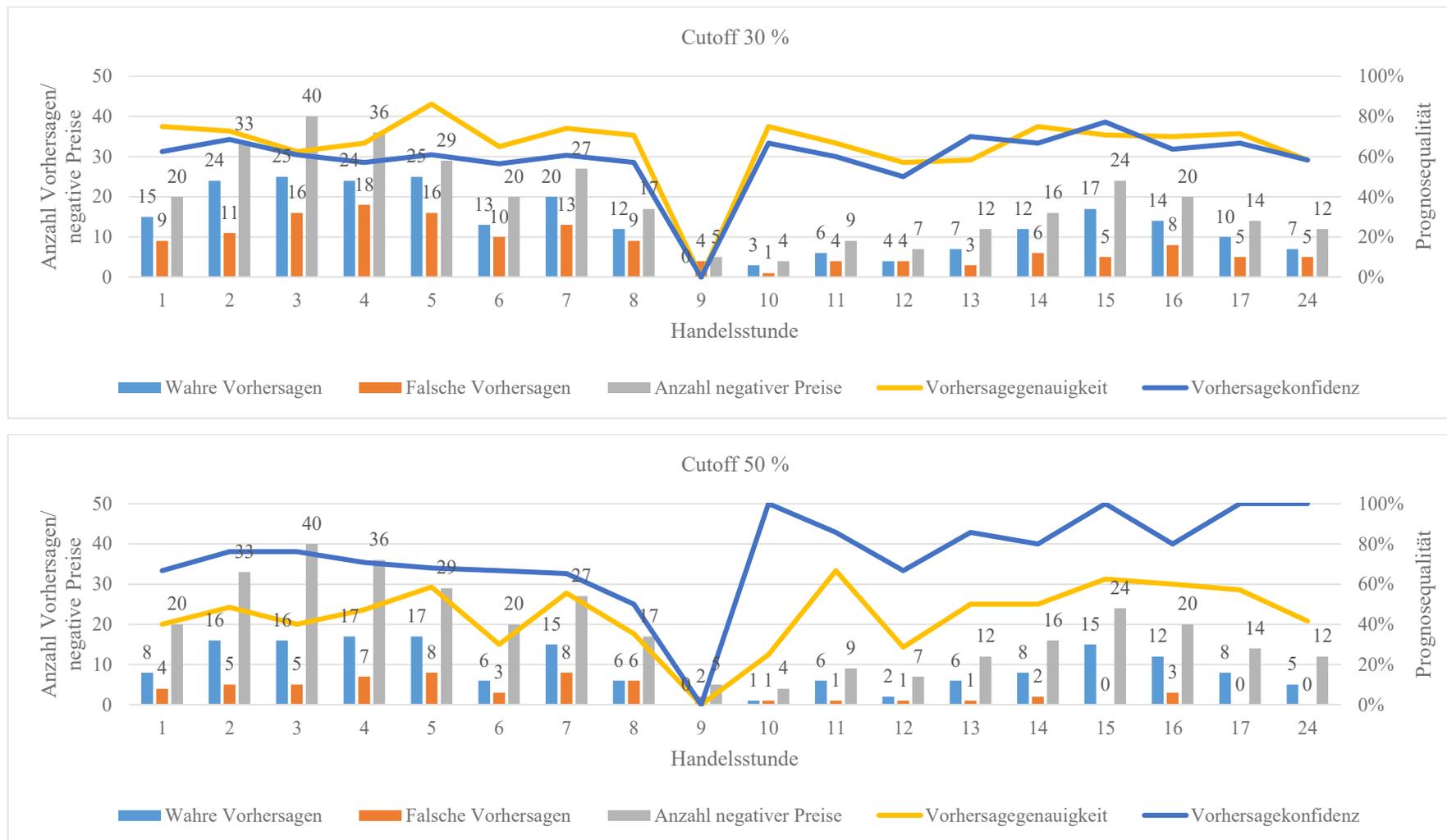
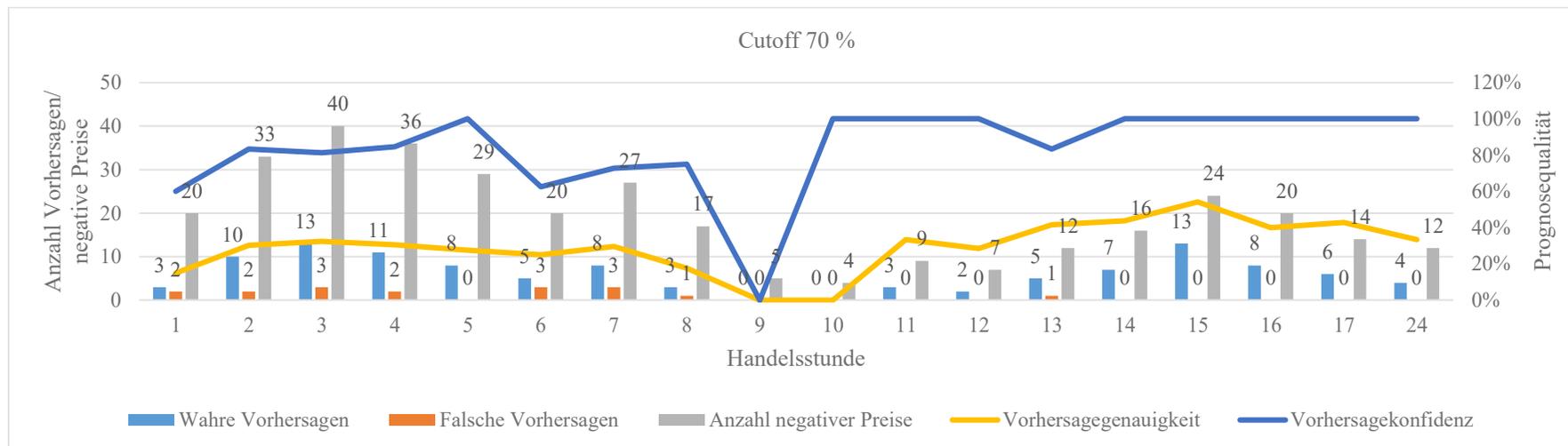


Abb. 26: Vorhersagequalität bei verschiedenen Cutoffs (Fortsetzung)



Die Diagramme bilden die Prognosefähigkeit der stundenbezogenen Modelle bei verschiedenen Schwellenwerten ab. Dabei umfasst die Anzahl der Vorhersagen (linke Achse) die wahren und falschen Vorhersagen sowie die festgestellte Anzahl negativer Marktpreise für eine bestimmte Periode (untere Achse). Des Weiteren bemisst sich die Prognosequalität (rechte Achse) sowohl nach der Vorhersagegenauigkeit als auch nach der Vorhersagekonfidenz. Bei erhöhtem Cutoff werden zum einen negative Preise häufiger richtig als falsch geschätzt und zum anderen reduziert sich die Vorhersagegenauigkeit im Nachmittagszeitraum geringfügiger als in den Nacht- und Morgenstunden.

Ergänzend zur Prognosefähigkeit sollen die Koeffizienten und insbesondere deren statistische Signifikanz zu den einzelnen stundenbezogenen Ansätzen, zusammengetragen in Tabelle 20, betrachtet werden. Dabei können für die Residuallast negative Korrelationskoeffizienten über alle Perioden mit nahezu unveränderlichen hohen Signifikanzniveaus entnommen werden. Dieser ausgeprägte Zusammenhang lässt sich möglicherweise damit erklären, dass zum einen das unvorhergesehene zusätzliche Energieangebot hervorgerufen durch die Einspeisung von Wind- und Solarstrom über Auktionen von Börsenteilnehmern an der Strombörse verkauft wird. Zum anderen erhalten Händler mit der Hilfe der Transparenzplattform der EEX nicht nur aktuelle und auf Tagesbasis prognostizierte Erzeugungsdaten von sämtlichen mit Übertragungsnetzen gekoppelten (konventionellen) Großanlagen, sondern auch Werte zum Last- bzw. Verbrauchsverhalten, woraus sie übermäßige Angebotsüberschussperioden<sup>866</sup> und sich damit auf mögliche Niedrig- bis hin zu Negativpreisstunden einstellen können.

Die Resultate aus Tabelle 20 verdeutlichen zudem, dass Marktteilnehmer ihre börslichen Handelsaktivitäten in Abhängigkeit vom Einspeiseverhalten der VEE und der prognostizierten Nachfrage ausrichten (sollten). Mit Ausnahme fast aller Nacht- und Morgenstunden besitzen die Koeffizienten der prognostizierten bzw. tatsächlichen Windenergieeinspeisung unerwarteterweise ein positives Vorzeichen. Dennoch weist die Mehrheit dieser Koeffizienten keine ausreichende statistische Signifikanz auf, was auch für die PV-Variablen gilt. Steigt die Stromeinspeisung aus diesen erneuerbaren Energien, erhöht sich die Wahrscheinlichkeit für das Aufkommen negativer Day-Ahead-Preise für die meisten Stunden zwischen der 9. und 17. Handelsperiode. Im Vergleich dazu nimmt die Residuallast bei Berücksichtigung der p-Werte in allen Untersuchungsperioden statistischen signifikanten Einfluss auf die zu erklärende Variable.

---

<sup>866</sup> Vgl. grundlegend Graf/Wozabal (2013), S. 950.

Tab. 20: Koeffizienten der Logit-Modellansätze

Variable	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	24
$P_{d-1,24}$	-0,107 (0,0218)	-0,131 (0,0004)	-0,193 (0,0000)	-0,126 (0,0002)	-0,002 (0,0001)	-0,096 (0,0055)	-0,118 (0,0057)	-0,086 (0,0451)	-0,076 (0,1960)	-0,067 (0,3528)	-0,101 (0,1078)	-0,081 (0,1936)	-0,137 (0,0210)	-0,099 (0,0504)	-0,074 (0,0809)	-0,057 (0,2686)	-0,064 (0,3432)	-0,211 (0,0153)
$Vol_{d-1,h}$	-0,022 (0,5643)	-0,053 (0,0625)	-0,006 (0,6880)	-0,019 (0,3750)	-0,001 (0,0708)	-0,006 (0,8339)	-0,014 (0,6875)	0,006 (0,8408)	0,025 (0,7197)	0,238 (0,2329)	0,178 (0,0303)	0,122 (0,0111)	0,176 (0,0066)	0,153 (0,0295)	-0,009 (0,7567)	0,009 (0,8315)	0,044 (0,5002)	0,060 (0,3981)
$RL_{d,h}$	-0,410 (0,0001)	-0,273 (0,0000)	-0,193 (0,0044)	-0,270 (0,0000)	-0,003 (0,0001)	-0,281 (0,0000)	-0,340 (0,0000)	-0,354 (0,0000)	-0,282 (0,0219)	-0,486 (0,0251)	-0,427 (0,0011)	-0,306 (0,0009)	-0,502 (0,0001)	-0,557 (0,0001)	-0,554 (0,0000)	-0,465 (0,0000)	-0,471 (0,0000)	-0,364 (0,0001)
$fWind_{d,h}$			-0,048 (0,3454)		0,004 (0,0000)	-0,086 (0,1592)		-0,020 (0,7760)	0,043 (0,7250)		0,120 (0,2270)	0,226 (0,0467)						0,084 (0,2762)
$Wind_{d-1,h}$	-0,078 (0,1841)	-0,070 (0,1273)		-0,038 (0,3504)			-0,013 (0,8027)			0,109 (0,4901)			0,139 (0,0639)	0,211 (0,0110)	0,038 (0,5301)	0,079 (0,2246)		-0,117 (0,1817)
$fPV_{d,h}$								-0,802 (0,0634)	0,413 (0,2129)		0,217 (0,2089)	0,252 (0,1501)						0,011 (0,9351)
$PV_{d-1,h}$							1,159 (0,1309)			0,238 (0,3957)			0,071 (0,4196)	0,074 (0,3940)	-0,121 (0,1473)	-0,104 (0,2389)		
$D_1$	-4,451 (0,0183)	-0,506 (0,6712)	-1,053 (0,3889)	-0,688 (0,5490)	0,032 (0,1462)	-0,881 (0,4526)	-1,101 (0,3483)	-1,548 (0,2592)	-2,132 (0,2927)	0,641 (0,7145)			-2,271 (0,2172)	-2,498 (0,1177)	-0,022 (0,9859)	-2,191 (0,1671)	-0,416 (0,8155)	-1,207 (0,6798)
$D_2$	0,870 (0,2839)	0,290 (0,6459)	0,000 (0,9997)	0,125 (0,8381)	0,009 (0,3141)	1,594 (0,0677)	2,085 (0,0485)	-0,356 (0,7482)	2,950 (0,2881)	7,830 (0,8475)	-1,357 (0,5171)	-0,060 (0,9754)	-1,528 (0,3852)	-0,035 (0,9810)	-2,782 (0,0665)	-1,487 (0,3317)	-2,083 (0,3802)	-0,372 (0,7308)
$D_3$	1,745 (0,1027)	1,053 (0,1575)	1,141 (0,0819)	1,037 (0,1434)	-0,002 (0,7628)	0,780 (0,4932)	2,859 (0,0080)	2,729 (0,0170)	0,557 (0,7355)	9,783 (0,8100)	0,453 (0,6585)	1,124 (0,3307)	1,354 (0,1924)	1,388 (0,1648)	1,919 (0,0184)	1,169 (0,1241)	-0,168 (0,8477)	0,650 (0,6273)
C	9,658 (0,0006)	6,868 (0,0001)	6,443 (0,0151)	6,506 (0,0000)	0,158 (0,0000)	6,431 (0,0236)	6,638 (0,0009)	9,008 (0,0125)	1,719 (0,7418)	-1,206 (0,9765)	5,835 (0,2799)	-1,664 (0,7478)	9,642 (0,0049)	8,297 (0,0148)	14,074 (0,0001)	10,185 (0,0008)	9,863 (0,0226)	13,670 (0,0059)

In der Tabelle werden die Koeffizienten zu den stundenbasierten Logit-Regressionen dargestellt, die das Eintreten von negativen Preisstunden im Zeitraum 2013-2016 untersuchen. Die zugehörigen p-Werte befinden unterhalb der Koeffizienten in Klammern.

Darüber hinaus besitzen alle Residuallast-Koeffizienten negative Vorzeichen, was mit einer negativen Auswirkung auf die Vorhersagewahrscheinlichkeit negative Marktpreise zu erhalten einhergeht. Wenn sich also der Wert der Residuallast erhöht, wird es weniger wahrscheinlich, dass negative Marktpreise auftreten. Folglich wird die Eintrittswahrscheinlichkeit stärker von der prognostizierten Residuallast, in deren Berechnung die Einspeisung von Wind- und Sonnenenergie einfließt, beeinflusst als von den VEE als separate Modellparameter. Neben den energiebezogenen Variablen besitzen gemäß Tabelle 20 ebenso die verzögerte Preisvolatilität und der End-of-Day-Effekt eine Relevanz für das Zustandekommen negativer Preise. Dabei haben die Koeffizienten von letztgenannter Variable genau wie die der Residuallast negative Vorzeichen, wobei in den Nachmittagsstunden keine statistische Signifikanz vorzufinden ist. Die Preisvolatilität scheint nur eine geringe statistische Bedeutung in den Regressionsansätzen einzunehmen, da für nur vereinzelte Handelsstunden statistische Signifikanz identifiziert werden kann. Obwohl die veröffentlichten Lastprognosen naturgemäß bereits (teilweise) durch Anpassungen saisonaler Effekte geprägt sind, kann dennoch für ausgewählte Beobachtungszeitpunkte statistische Signifikanz bei den Dummies für gesetzliche Feiertage, Winter- und Frühlingszeit detektiert werden. Die wechselnden positiven und negativen Einflüsse der Preisvolatilität und der Dummies bieten jedoch aufgrund ihrer insgesamt niedrigen Signifikanzniveaus keine unterstützenden Interpretationsansätze. Ein gegenteiliges Fazit kann zum End-of-Day-Effekt gezogen werden, welcher anscheinend ein Indikator für das Aufkommen negativer Preise darstellt, insbesondere für Prognosen der Nacht- und Morgenstunden. Zuletzt belegen obligatorische Robustheitsprüfungen auf Basis unterschiedlicher Schwellenwerte (siehe Tab. 68 im Anhang) die generelle statistische Stabilität der durchgeführten Regressionen.

Um einen quantitativen Zusammenhang mittels Logit-Regression zwischen dem Angebot an regenerativen Energien und dem Day-Ahead-Preis zu erklären, reichen die empirischen Ergebnisse aufgrund des vergleichsweise niedrigen Signifikanzniveaus in den meisten Fällen nicht aus. Die Resultate bestätigen stattdessen die Schwierigkeit einer adäquaten Vorhersage von Börsenpreisen, da ihr Auftreten von (relativ) zufälli-

ger Natur zu sein scheint. Dieses Ergebnis kann mit Hilfe der *Random-Walk-Hypothese*<sup>867</sup> begründet werden, die besagt, dass neue Informationen, wie etwa Meldungen zur kurzfristigen Energienachfrage, rein zufällig und nicht zielgerichtet in (Energie-)Märkte gelangen und damit Negativpreisentwicklungen nicht jeder Zeit auf Basis ihrer Vergangenheit vorhergesagt werden können.

### 7.2.5 Weiterführende Argumentation

Aus den Ergebnissen der Regression lassen sich in der Gesamtsicht keine eindeutigen kausalen Schlussfolgerungen<sup>868</sup> herleiten. Mit Blick auf die Ausgangsfragestellung, warum negative Strompreise gegenwärtig auftreten, lässt sich das Phänomen nicht ausschließlich auf den erhöhten Anteil nichtkonventioneller Energien zurückführen. Im gleichnamigen Zeitraum finden sich Phasen mit ähnlich hohem Anteil erneuerbarer Energien am Stromangebot, ohne dass negative Preiskonstellationen hervorgerufen werden<sup>869</sup>. Nach einer Studie von Agora Energiewende (2014) müssen daher weitere Aspekte ins Kalkül gezogen werden um die Ausgangsfrage über das potenzielle Zustandekommen negativer Preise vollumfänglich zu beantworten<sup>870</sup>:

- Bestimmte, bisher nur konventionell betriebene Kraftwerke werden zur Aufrechterhaltung der Systemstabilität nicht abgeschaltet, da sie permanent aber zeitweise übermäßig viel Regelleistung bereitstellen.
- Konventionelle Kraftwerke, insbesondere Braunkohlekraftwerke, benötigen mangels fehlender technischer (und meist investitionsintensiver) Flexibilität

---

<sup>867</sup> Vgl. Fama (1965a), S. 57 subsumiert: „[...] the theory of random walks says that successive price changes are independent, i.e., the past cannot be used to predict the future“. Ursprünglich geht diese Auffassung auf empirische Studien zur (modellgestützten) Prognostizierbarkeit von Aktienkursen zurück, vgl. zu den Vorarbeiten Bachelier (1900) und stellvertretend Kendall/Hill (1953); später ausführlich empirisch untersucht etwa von Alexander (1961), Cootner (1962), Fama (1965b) sowie aktueller Auer/Schuster (2014).

<sup>868</sup> Vgl. stellvertretend zur mit Vorsicht zu betrachteten Aussagefähigkeit von Regressionsergebnissen Dreger/Kosfeld/Eckey (2014), S. 55.

<sup>869</sup> So dominiert beispielsweise der regenerative Energieanteil am Stromangebot mit über 60 % am 02.06.2015 sowie 25.07.2015. Das Auftreten negativer Preise bleibt aber an den Tagen aus.

<sup>870</sup> Vgl. für allgemeine Erklärungsansätze Agora Energiewende (2014b), S. 24–33; konkret zum 25. Dezember 2012 S. 44–50 sowie zur Systemstabilität Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft/Consentec/Institut für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft (2012), S. 26–29; Brijs et al. (2015), S. 55f.; Mayer/Kreifels/Burger (2013), S. 13–16 und Keles et al. (2012), S. 1013; ferner Agentur für Erneuerbare Energien (2015), S. 7f., 19. Vgl. zusätzlich Agricola/Seidl (2014), S. 11f.; knapper Paraschiv/Fleten/Schürle (2015), S. 143 und Brunner (2014a), S. 11f.

zeitlichen Vor- und Nachlauf zum Herunterfahren bis hin zur Abschaltung im Extremfall.

- Durch die Direktvermarktungsklausel des EEG wird regenerativ erzeugter Strom oft am Spotmarkt angeboten werden, da es die risikoärmste Verkaufsmöglichkeit für Produzenten bietet, wodurch gleichzeitig der Marktpreis potenziell sinkt.
- Fossile Energieproduktionsanlagen werden auf Minimallast weiterbetrieben, da Abschalt- und Anfahrprozesse kostenintensiver sind als das Eingehen von Transaktionen mit negativen Verkaufserlösen.
- Kraft-Wärme-Kraftwerke sind zur Bereitstellung von Wärmekapazitäten vertraglich verpflichtet und können die parallel betriebene Stromerzeugung nicht entkoppeln, auch wenn sie nicht kostendeckend ist, so dass potenziell zusätzliche Energiemengen eingespeist und zum Teil am börslichen Spotmarkt angeboten werden.

Insgesamt müssen neben der unerwarteten Einspeisung erneuerbarer Energien auch die weiteren genannten, und ggf. andere, Aspekte ins Kalkül gezogen werden, um einen (kurzfristig auftretenden) Energieüberschuss durch zu geringe Nachfrage zu erklären, der zu extremen Preisphänomenen führen kann. Da zudem in der Regel Börsenteilnehmer<sup>871</sup> relevante Informationen zu ad hoc auftretenden Überangeboten oder Nachfrageüberhängen nicht unverzüglich erhalten und verarbeiten können (Transaktionskosten), ergeben sich unweigerlich zeitlich versetzte Reaktionen (Informationsasymmetrien), so dass auch nur bedingt Intraday-Transaktionen zur Lösung dienen. Auch scheinen neben Feiertagen Wochenenden durch den geringeren Grundlastbedarf produzierender Unternehmen prädestiniert für ein solches Erscheinungsbild mit niedrigen bis negativen Preisen zu sein. Tatsächlich produziert Deutschland per se zu jeder Zeit mehr elektrische Energie (wie etwa in Abb. 24) als nachgefragt wird und expor-

---

<sup>871</sup> Ausgenommen sind Marktakteure mit Insiderinformationen sowie bisher nur theoretisch existente Handelsplätze mit strenger Informationseffizienz. Vgl. zur Relevanz der Zeitkomponente bei Stromauktionen Müsgens/Ockenfels/Peek (2012), S. 2–7; auch Müsgens/Ockenfels/Peek (2014), S. 398f. nach theoretischer Vorarbeit von Chao/Wilson (2002), S. 164–169.

tiert aufgrund der Vorgabe zur Einhaltung der nationalen und supranationalen Netzfrequenz diese Überschüsse<sup>872</sup> hauptsächlich in stromnetzkompatible, physisch verbundene Nachbarstaaten wie Frankreich, Österreich und Tschechien<sup>873</sup>. Hierbei agiert der börsengestützte Spothandels<sup>874</sup> – als intermediäre Institutionen – ausgleichend im Rahmen seiner Allokationsfunktion (Marktmechanismus) bei (extremen) Angebots- und Nachfrageschwankungen. Nicht zuletzt sorgt aber seine Preisbildungsfunktion dafür, dass auch negative Marktpreise zustande kommen können, da diese Preise aus der Interaktion aller Börsenakteure in Form von Kauf- und Verkaufstransaktionen entstehen.

### 7.3 Implikationen für Marktteilnehmer und politische Entscheidungsträger

#### 7.3.1 Ausnutzung negativer Preise

Wie bei jeder Handelstätigkeit erwägen auch Akteure im börslichen Energiehandel aus verschiedenen Motiven heraus zu agieren. So nutzen bspw. Marktakteure aus Österreich Negativ- (oder Niedrig-)strompreise zu ihrem Vorteil, indem sie preisgünstigen Strom zum Auffüllen der Wasserbecken ihrer Pumpspeicherkraftwerke am Spotmarkt beziehen<sup>875</sup> und die daraus erzeugte Energie in Zeiten (vergleichsweise) hoher Marktpreise (*zeitliche Arbitrage*) wieder verkaufen. Ebenso können Arbitrageure, welche zwischen zwei Marktgebieten angesiedelt (*regionale Arbitrage*<sup>876</sup>) sind, ihre Stromein- und -verkäufe nach auftretenden Preisextremsituationen ausrichten. Ferner etabliert sich mittlerweile ein bisher weniger bekanntes Nutzungskonzept, bei welchem (überschüssige) elektrische Energie gezielt zur Wärmeerzeugung (*Power to*

---

<sup>872</sup> Ein relativ geringer Teil des Überangebots wird mittel- bis langfristig in nationalen Pumpspeicherkraftwerken gespeichert.

<sup>873</sup> Vgl. Daten zu spezifischen Exportmengen aus Agora Energiewende; zusammengefasst von Agora Energiewende (2013), S. 21–23. Vgl. zudem Würzburg/Labandeira/Linares (2013), S. 165–168, welche ebenfalls Exportmengen in ihre Methodologie integrieren.

<sup>874</sup> Der Spotmarkt verkörpert einen Handelsplatz für kurzfristig verfügbare Residualmengen. Vorrangig ziehen aber Stromerzeuger und -versorger den Terminmarkt zur physischen und finanziellen Absicherung heran, vgl. dazu Agora Energiewende (2014b), S. 31.

<sup>875</sup> Energiedienstleister ohne Speicherkraftwerk setzen Smart Meter bei ihren Endkunden ein, um in Niedriglastzeiten bzw. Niedrig-/Negativpreiszeiten Strom an selbige für häusliche Anwendungen (zusätzlich) liefern zu können, vgl. für verschiedene Konzepte in Privathaushalten Nestle/Ringelstein/Selzam (2009), S. 362–364.

<sup>876</sup> Vgl. Meeus (2011), S. 1472.

*Heat*, kurz PTH)<sup>877</sup> eingesetzt wird. Strom wird so von Marktakteuren nicht nur für elektrische Anwendungen, sondern auch zum Betreiben von Heizanlagen verwendet. Jedoch wird gerade letzterer Ansatz nicht selten u.a. wegen seines geringen energetischen Wirkungsgrades kritisch angesehen.

Demgegenüber gilt (maßgeblich) für Stromproduzenten mit fossilen Kraftwerken, dass negative Preise ohne den Abschluss von Gegengeschäften (*Hedging*<sup>878</sup>) zusätzliche Kosten darstellen, die letztlich ihr operatives Ergebnis bzw. ihre Einkommensziele gefährden können, wenn sie letztere nicht als weiteren Kostenbestandteil, u.a. neben der EE-Umlage, an Endkonsumenten transferieren. Selbst das (kurzfristige) Drosseln ihrer Anlagen erhöht die Fixkostenlast jeder weiteren produzierten Einheit im Zeitraum negativer Preise. Gleiches gilt allgemein für den Wiederaufstartprozess zur Erreichung der Nennlast. So reduzieren sich zwar während dieser Prozesse die variablen Kosten aufgrund der geringeren Energieerzeugungsmengen, aber die gestiegenen Fixkosten durch Lastwechsel verursachen eventuell Gesamtgestehungskosten, die den (ungesicherten) Verlust aus Transaktionen in Negativpreiszeiten übersteigen würden.

Agieren (ökonomisch rationale) Energieproduzenten dagegen auch an börslichen und außerbörslichen Terminmärkten, so werden Stromverkäufe mittel- bis langfristig finanziell im Voraus abgesichert. Die Exposition gegenüber kurzzeitig auftretenden Negativpreisen geht dann mit keinem negativen Einfluss auf das Betriebsergebnis einher, da diese Opportunitätskosten<sup>879</sup> ex definitione lediglich entgangene Gewinne durch fehlende Beschaffungsoptimierung<sup>880</sup> verkörpern und keine zusätzlichen betriebsbedingten Aufwendungen. Für Stromproduzenten sind selbige Opportunitätskosten nur in begrenztem Maße relevant, da sie (technisch bedingt), wenn überhaupt möglich, nur bis zu einer Obergrenze Strom zukaufen können, für Ankäufer sind sie dagegen von höherer Bedeutung, sofern eine entsprechende Nachfrage seitens der Endkonsumenten

---

<sup>877</sup> Vgl. grundlegend zum Funktionsprinzip Groscurth/Bode (2013), S. 6, 11 sowie ausführlich Bloss/Schill/Zerrahn (2018), passim.

<sup>878</sup> Vgl. stellvertretend für eine Einführung zum Hedging von Marktrisiken Glantz/Kissell (2014), S. 305–335 sowie Hull (2016), S. 186–202. Für Hedging-Strategien am Energiemarkt vgl. Cotter/Hanly (2010); Cotter/Hanly (2012) und Boroumand et al. (2015).

<sup>879</sup> Vgl. einleitend zum Wirken von Opportunitätskosten im kurzfristigen Energiehandel Agora Energieverde (2016), S. 29f.

<sup>880</sup> Vgl. für eine Diskussion zur Beschaffungsoptimierung für Energieversorgungsunternehmen Müsgens/Steinhausen (2010), S. 112–116; ferner Schumacher/Würfel (2015), S. 91–95.

besteht oder kurzfristig anbahnt. Dennoch bleibt offen, inwieweit die in den besagten Extrempreisperioden entstandenen Beschaffungsvorteile durch geschicktes Ausnutzen von Stromkäufern<sup>881</sup> an Endkunden aktuell und künftig weitergegeben werden.

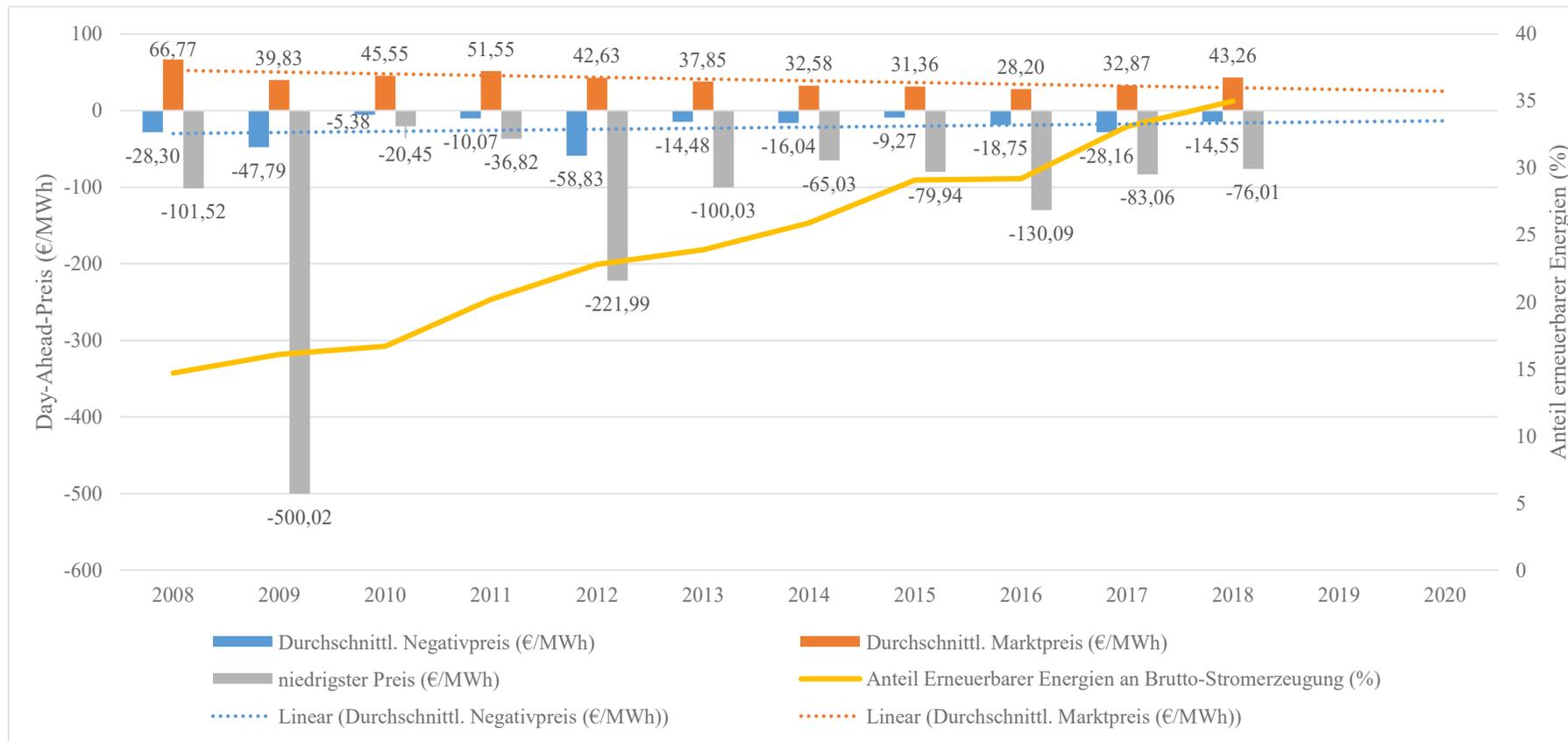
Fernab der Betrachtung einzelner Extrembeispieltage sowie dem zahlenmäßig steigenden Auftreten negativer Preisstunden fällt bei der Analyse historischer durchschnittlicher Negativpreisverläufe in Abbildung 27 ein (überwiegender) Rückgang des durchschnittlichen Negativpreisniveaus von 2012 bis 2015 auf. In dieselbe Richtung verläuft die lineare Trendfunktion über den gesamten Betrachtungszeitraum. Demnach nehmen Börsenstrompreise im Mittel bei Negativpreisauflagen zunehmend weniger extreme Werte, besonders im Vergleich zu 2009 und 2012, an. Für Marktakteure bestehen für die (künftige) Strombeschaffung *ceteris paribus*<sup>882</sup> geringere Optimierungspotenziale bzw. geringere Opportunitätskosten je kontrahierter Volumeneinheit (€/MWh). In Analogie dazu kann eine ebenso, durchaus deutlichere, rückläufige Tendenz beim durchschnittlichen Day-Ahead-Preisniveau von 2011 bis 2016 identifiziert werden. Der Ankauf elektrischer Energie wurde je spezifischer Einheit im Durchschnitt kostengünstiger, der Verkauf erzielte bei gleicher Kostenbasis geringere Gewinnmargen für Anbieter. Seit 2017 ist dagegen wieder eine Steigerung des mittleren Day-Ahead-Preisniveaus festzustellen, während sich der relative Anteil regenerativer Energien an der Bruttostromerzeugung kontinuierlich über den gesamten Zeitraum erhöht hat.

---

<sup>881</sup> Vgl. Geilhausen et al. (2015), S. 83–85.

<sup>882</sup> Unter Beibehaltung der Handelsmengen.

Abb. 27: Entwicklung des Day-Ahead-Preisniveaus<sup>883</sup>



Die Grafik zeigt die durchschnittlichen Börsen- und Negativpreise anhand der mit den zugehörigen Handelsvolumina gewichteten Mittelwerte. Insgesamt nehmen die Extremwerte bei Negativpreisaufkommen einen rückläufigen Verlauf. Ähnlich verhält es sich überwiegend beim durchschnittlichen Börsenpreis trotz steigendem Anteil erneuerbarer Energien. Des Weiteren werden die linearen Prognoselinien der Negativ- als auch Durchschnittsmarktpreise aufgeführt.

<sup>883</sup> Quelle: Eigene Darstellung, Daten entnommen aus EPEX Spot und AG Energiebilanzen.

### 7.3.2 Evaluierung des regulatorischen Rahmens

Während sich einerseits der Anteil regenerativer Energien an der Stromproduktion durch die Merit Order sukzessiv erhöht, scheinen andererseits beide Preiskurven in Abbildung 27 langfristig zu konvergieren. Anders als Akteure mit konventionellen Kraftwerken proklamiert oder antizipiert haben, hat schließlich die steigende Einspeisung erneuerbarer Energien mit ihren im Vergleich geringen Grenzkosten einen preis-mindernden Effekt<sup>884</sup> (zumindest bis 2016) an der Börse bewirkt. Stromproduzenten mit fossilen Kraftwerken erzielen geringere Deckungsbeiträge<sup>885</sup> und besitzen darüber hinaus kaum Anreize in, schadstoffärmere und lastflexiblere Technologien zu investieren<sup>886</sup>. Des Weiteren steigen aufgrund des sinkenden Börsenstrompreises die auszugleichenden Differenzkosten<sup>887</sup> zur EEG-geförderten, fixen Direktvermarktungsprämie<sup>888</sup> für eingespeiste elektrische Energie aus regenerativen Energieanlagen, wodurch seitdem eine Anhebung der EEG-Umlage durch die vier Übertragungsnetzbetreiber vorgenommen wird.

Aufgrund des zahlenmäßig häufigeren Auftretens nichtpositiver Preise in der Vergangenheit wurde im Jahr 2014 von der EPEX Spot eine Selbstregulierungsmaßnahme in Form einer Preisuntergrenze<sup>889</sup> von -500 €/MWh für Day-Ahead-Verträge eingeführt, um zu verhindern, dass Stromerzeuger extreme Verluste aus Börsengeschäften erleiden. Dieser (selbst-)regulatorische Schritt erscheint fragwürdig, da auf der einen Seite negative Preise als eine Anomalie trotz Intermediation des Marktmechanismus durch Strombörsen existieren, auf der anderen Seite die Preisuntergrenze eingeführt wurde, um die fast unbedingte Einspeisungsgarantie erneuerbarer Energien zu kompensieren, die durch den institutionellen Rahmen des EEG<sup>890</sup> gegeben ist. Häufig rechtfertigen

---

<sup>884</sup> Vgl. für übereinstimmende Ergebnisse Burger (2017), S. 6, 14; so bereits schon auch als langzeitliche Marktentwicklung konstatiert Nicolosi/Fürsch (2009), S. 251–254. Für eine Metaanalyse zum preissenkenden Effekt von PV-Strom vgl. zusätzlich Bode/Groscurth (2011), S. 110–114.

<sup>885</sup> Vgl. ewi Energy Research and Scenarios/GWS/Prognos (2016), S. 82.

<sup>886</sup> Vgl. Büdenbender/Janssen/Wobben (2009), S. 53–55 sowie für eine modellgestützte Analyse zum möglichen Investitionsverhalten europäischer Kraftwerksbetreiber in verschiedenen Szenarien Spiecker/Weber (2014), S. 186–196.

<sup>887</sup> Vgl. zu Auswirkungen des Börsenstrompreises auf die EEG-Umlage Mayer/Burger (2014), S. 2–4; knapper Koenig/Kühling/Rasbach (2012), S. 231.

<sup>888</sup> Zu Auswirkungen der Direktvermarktungsklausel des EEG 2012 auf die Marktintegrationsfähigkeit erneuerbarer Energien vgl. Purkus et al. (2015), S. 4–10.

<sup>889</sup> Vgl. weiterführend zur Wirkung von Regulierung mittels Preisobergrenzen auf dem englischen und walisischen Energiemarkt Tashpulatov (2013), S. 82f.

<sup>890</sup> Vgl. Nicolosi (2010), S. 7260; kritisch dazu Gawel/Lehmann (2019), S. 233.

politische und regulierende Entscheidungsträger (re-)regulatorische Eingriffe aufgrund außergewöhnlicher Marktentwicklungen, ohne dass ein regelrechtes *Marktversagen*<sup>891</sup> droht. Selbst bei dessen Vorliegen muss eine Intervention zudem in Bezug auf ihre *Effektivität* und *Effizienz* bewertet werden:

- Aufgrund der relativ geringen Häufigkeit negativer Preisspitzen gemessen an den gesamten (positiven) Handelsstunden pro Jahr (siehe Abb. 22), kann kein *Marktversagenspotenzial* identifiziert werden. Gleiches gilt für das durchschnittliche negative Preisniveau aus Abbildung 27, da es eher gegen null (anstatt ins Negative) verläuft. Möglicherweise rechtfertigt die EPEX Spot die Preisobergrenze als Maßnahme zur Verhinderung von *Marktmacht*<sup>892</sup> durch *Unteilbarkeiten*<sup>893</sup>, indem sie sich auf die erhöhten Risikoexpositionen pro Händler bezieht, die seinerzeit einen Höchststand in 2012 (laut Abb. 23) aufgewiesen haben. Eine ruinöse Konkurrenzsituation wird anscheinend durch die (wenigen) Nachfrager vermutet, die nur in Negativpreiszeiten zu Lasten der Anbieterseite Transaktionen eingehen und zusätzliche Erträge erwirtschaften, während die Erzeuger ihre kurzfristig überschüssigen, unteilbaren Strommengen unbedingt verkaufen müssen und dadurch finanzielle Verluste erleiden, die ohne Preisuntergrenze auf beiden Seiten nicht limitiert wären. Jedoch zeigte sich für 2017 sogar weit nach Einführung der Preisuntergrenze ein weitaus höheres Maximum bei der Risikoexposition je Händler (siehe Abb. 22) als 2012.
- Im Hinblick auf die *Effektivität* kann einerseits eine leichte Reduktion des maximalen negativen Preisniveaus scheinbar aufgrund der Preisuntergrenze festgestellt werden, andererseits wird das Auftreten negativer Börsenstrompreise im Allgemeinen aber nicht verhindert. Seitdem die Preisuntergrenze nunmehr auf -500 €/MWh festgelegt ist, welche als Verlust- bzw. zusätzlicher Ertragsobergrenze pro angebotener bzw. nachgefragter Mengeneinheit für Händler fungiert, wurden negative Preise nie (und nicht einmal annähernd) nach 2009 (siehe Abb. 27) über diese Benchmark hinaus beobachtet, sodass es offenbar

---

<sup>891</sup> Vgl. ausführlich zur Begründung von Regulierung Kap. 6.1.

<sup>892</sup> Vgl. grundsätzlich zum Eintreten von Marktmacht Pindyck/Rubinfeld (2003), S. 827f.

<sup>893</sup> Vgl. ausführlich Fritsch (2014), S. 160–169.

danach aussieht, dass Marktteilnehmer in gewisser Weise auf die Unterpreisgrenze beim Gebotsprozess Rücksicht nehmen. Insgesamt kann die Effektivitätsbedingung der Preisuntergrenze nur als bedingt erfüllt angesehen werden.

- Grundsätzlich werden *Effizienzaspekte* (Kosten-Nutzen-Verhältnis) berücksichtigt, da Händler keine zusätzlichen (Transaktions-)Kosten für den Kauf bzw. Verkauf von Strom im Allgemeinen haben, wobei negative Preise durch die Preisuntergrenze nicht vollständig verhindert werden. Dennoch besteht eine geringe Restmöglichkeit, dass nicht abgeschlossene Transaktionen aufgrund von (kurzfristigen) Preisangebotsvorschlägen jenseits von -500 €/MWh zu einem erhöhten Risiko von unbeabsichtigten Energieanlagenabschaltungen oder Netzausfällen auf nationaler und supranationaler Ebene führen. Dennoch wird dem Effizienzkriterium allgemein Rechnung getragen.

In der Tat gewinnen die negativen Preise aufgrund der steigenden Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien für Entscheidungsträger an Bedeutung, aber sie scheinen eher das Ergebnis zu vieler gegensätzlicher Mechanismen zu sein (EEG vs. Preisuntergrenze der EPEX Spot). Unter der Annahme und Zielstellung der Bundesregierung eines sukzessiven Anstiegs regenerativ erzeugter Energie könnten negative Preise durch Energiespeichersysteme reduziert oder im besten Fall eliminiert werden, während gleichzeitig die bisherigen lastunflexiblen Grundlastkapazitäten fossiler Kraftwerke durch EE-Anlagen ersetzt werden sollten, was hauptsächlich durch Offshore-WKA realisiert werden könnte. Darüber hinaus könnte die Einführung regionaler Strompreise<sup>894</sup>, wie dies für den norwegischen und schwedischen Energiegroßhandelsmarkt der Fall ist, das Ungleichgewicht der regionalen (erneuerbaren) Energieerzeugung und -verbrauch in Deutschland neutralisieren. Die gleiche Funktion könnte dagegen durch ein vollständig integriertes supranationales Energiehandelssystem, das nationale Strombörsen flächendeckend miteinander verbindet, erfüllt werden.

---

<sup>894</sup> Vgl. umfassend Brunekreeft/Neuhoff/Newbery (2005).

## 7.4 Zusammenfassung

Während negative Strompreise wie gezeigt eine ungewöhnliche Markterscheinung darstellen, steigen ihre Häufigkeit sowie ihre spezifischen Marktwerte pro Börsenakteur nach wie vor seit 2013 (mit Ausnahme von 2018) an. Der erste Teil dieses Kapitels leitete Gründe für die Existenz von negativen Preiserscheinungen bei Gütern und Dienstleistungen im Allgemeinen anhand der Nutzeneinschätzung eines Wirtschaftssubjekts ab. Im zweiten Teilkapitel bildete die empirische Untersuchung von negativen (Börsen-)Strompreisen den Fokus. Die seit 2008 auf dem hiesigen börslichen Stromgroßhandel zugelassenen Negativpreise verzeichnen hinsichtlich ihres zahlenmäßigen Auftretens einen nahezu kontinuierlichen Anstieg genau wie der Anteil erneuerbarer Energien an der Stromproduktion. Die scheinbare Korrelation zwischen den extremen Preiserscheinungen und der Einspeisung regenerativer Energie wird im Schrifttum als mögliche (und häufig einzige) Ursache angeführt.

Zunächst wurde die generelle (Ab-)Schätzbarkeit negativer Marktpreise basierend auf stromflussbezogenen Größen durch die Logit-Regressionsergebnisse in Teilabschnitt 7.2.4 evident demonstriert. Die multiplen Regressionen zeigten dabei (neben anderen Ergebnissen) eine signifikante, negative Korrelation zwischen der vorhergesagten Residuallast, in deren Berechnung die prognostizierte Wind- und Solarenergieeinspeisung enthalten ist, und dem Eintreten negativer Preiskonstellationen über alle untersuchten Zeitstunden. Die Einspeisemengen erneuerbarer Energien trugen dagegen im Wesentlichen nicht zu ihrer Vorhersagbarkeit aufgrund der zumeist fehlenden statistischen Signifikanz bei. Zudem variierten die Prognoseerfolge zwischen den untersuchten Handelsstunden, so dass anschließend weitere (qualitative) Gründe für die Existenz von negativen Preisen diskutiert wurden.

Des Weiteren kristallisierte sich heraus, dass gegenwärtig etwaige Preisextrema zuvorderst von Marktakteuren ausgenutzt werden, welche Hedging- und wenn möglich Arbitrage-Strategien verfolgen. Zum Schutz der vor finanziellen Verlusten durch Negativpreise betroffenen (Energie-)Anbieterseite (ohne finanzielle Absicherung) sind sowohl technischen Lösungen als auch regulatorische Maßnahmen denkbar. Erstere

umfassen bspw. Kopplungen von europäischen Strombörsen<sup>895</sup>. Überdies hinaus bleibt abzuwarten, wie andere europäische Strombörsen (neben Deutschland) und deren Marktakteure dieses Phänomen (künftig) thematisieren und Lösungsvorschläge (gemeinschaftlich) adressieren. So wäre unter technischen und regulatorischen Gesichtspunkten eine Fusionierung existenter Handelsplätze zu einer einzigen, gemeinschaftlichen Strombörse denkbar, was jedoch u.a. vom Netzausbau in Deutschland und Europa abhängt. Ferner eröffnen in ökonomischer Hinsicht derartige extreme Preiskonstellationen innovativen Unternehme(r)n neue Opportunitäten zur Etablierung neuartiger (Aus-)Nutzungskonzepte. Was jedoch negative Strompreise nicht tun, ist die Grundlage für eine politische Preisregulierung der Energiemärkte zu legen.

---

<sup>895</sup> Vgl. zu den einzelnen Marktgebietskopplungen in Europa Weber/Graeber/Semmig (2010), S. 307f.; zur Interaktion von Anbietern und Nachfragern auf selbigen Märkten Ockenfels/Bettzüge (2016), S. 42.

## **8 Schlussbetrachtung und Ausblick**

### **8.1 Zusammenfassung der Analyseresultate**

Die Dissertationsschrift widmet sich dem börsenmäßigen Handel von Strom und dabei insbesondere dem Einfluss von erneuerbarer Energien auf das Zustandekommen von Marktpreisen im Rahmen von Spothandelsgeschäften. Neben der Erarbeitung eines Theoriefundaments zur Existenzbegründung von Strombörsen und einer empirischen Bestandsaufnahme sowie Ursachen zur Wirksamkeit von erneuerbaren Energien, entwickelt die Arbeit Ansätze zur Abbildung der Einflussnahme regenerativer Energien auf das Börsengeschehen anhand von Spotpreisen im deutschen und europäischen Marktgebiet. Festgestellt wird mit Hilfe mehrerer empirischer Analysen, dass Börsenstrompreise sowohl in direkter Weise – durch die Einspeisung (volatiler) EE-Mengen – als auch in indirekter Weise – mittels Änderungen am institutionellen Rahmenwerk über regenerative Energien betreffende Gesetze(seinführungen) – beeinflusst werden. Zudem geben die Ergebnisse Grund zur Annahme, dass die Relevanz von Strom aus erneuerbaren Quellen auch künftig steigen wird.

Den Ausgangspunkt für die durchgeführten Analysen bildete zunächst in Kapitel 2 die Abgrenzung sowie Definition zentraler Begrifflichkeiten zum Börsenstromhandel und erneuerbaren Energien. Dabei verdeutlichte die Auseinandersetzung mit Spot- und Terminhandelsmärkten, dass ausschließlich auf ersteren physische Lieferungen von Stromkapazitäten stattfinden, womit eine deutlichere Interaktionsmöglichkeit zwischen Strombörsen und (der Einspeisung von) erneuerbaren Energien besteht, so dass Kassageschäfte damit in den Fokus der Arbeit rückten. Ferner bewirkte eine vertiefende Betrachtung zu den verschiedenen regenerativen Energieträgern aus ökonomischer und mitunter rechtlicher, sozialer sowie technischer Perspektive ein grundlegendes Verständnis für die (Nicht-)Existenzberechtigung von erneuerbarem Strom im und dessen potenzielle Einflussnahme auf den derzeitigen und künftigen Energiemarkt in Deutschland. Dabei markieren sowohl die Merit Order als auch das EEG wesentliche übergeordnete Rahmenwerke für regenerative Energien und Stromhandel.

Das erarbeitete Theoriefundament in Kapitel 3 zur Würdigung von Strombörsen als vergleichsweise junges Glied in der Wertschöpfungskette deregulierter Energiemärkte

erfolgte auf Grundlage von einschlägigen ökonomischen Definitionen und Theorieansätzen, vornehmlich aus dem Beritt der Neoinstitutionenökonomik. Hierbei kristallisierte sich heraus, dass börsengestützte Energiegroßhandelsmärkte ihrer Funktion als Intermediär durch den fundamentalen Abbau von Informationsasymmetrien und Transaktionskosten gerecht werden. Gleichmaßen konnte sich gemäß der Markteffizienzhypothese nach FAMA auf das Vorliegen einer halbstrengen Informationseffizienz bei Strombörsen verständigt werden, wobei residuale Wissenslücken etwa auf die zumeist unerwartete volatile Produktion regenerativen Stroms mit obligatorischer, zeitnaher Netzeinspeisung zurückzuführen ist, was für Börsenakteure unabhängig von ihrem Stromportfolio bei Kauf- bzw. Verkaufseingagements von (zunehmender) Relevanz ist.

Danach widmete sich Kapitel 4 allgemein dem Zustandekommen von Preiskonstellationen aus Day-Ahead-Transaktionen unter dem Einfluss regenerativer Energien, was mit Hilfe von 24 auf Zeitstunden abgestellten Ansätzen durchgeführt wurde. Eine Kombination aus einem GARCH-, zwei AR- und zwei SAR-Termen bildeten das Grundmodell bestehend aus Haupt(regressions)- und Varianzgleichung, welches die für Strompreise typische tägliche, wöchentliche und monatliche Volatilität widerspiegelt. Des Weiteren komplettierten die tatsächlichen und prognostizierten Energieeinspeisemengen aus regenerativen Quellen, die tatsächliche Residuallast sowie die reale Exportstrombilanz (des Vortages) im Zeitraum 2012 bis 2016 das Datensample, wobei das letzte Jahr zur Evaluierung der Vorhersagequalität der Modellansätze eingesetzt wurde. Insgesamt zeigten die Resultate, dass anhand der ins Kalkül gezogenen Variablen das Zustandekommen von Day-Ahead-Preisen weitgehend erklärbar ist. Dabei tragen vornehmlich die Windstromeinspeisung und mitunter, in Abhängigkeit von der Tageszeit, auch die Stromeinspeisung aus Solar- und Wasserkraft zur regressionsbasierten Abbildung von Marktpreisen bei. Auffällig erscheint die teils heterogene Prognostizierfähigkeit der auf Tagesstunden basierten Zeitreihen. Vereinzelt können sogar vergleichsweise (sehr) hohe (mittlere) Abweichungen (auf Basis des MAPE) zwischen vorhergesagten und tatsächlichen Marktpreisen identifiziert werden, obwohl die Regressionsqualität des geschätzten Modellansatzes auf Basis des Schätzzeitraums (2012 bis 2015) zuvor als hoch einzustufen war. Zurückzuführen sind diese Resultate im Wesentlichen auf die *stylized facts* von Strompreisen, obgleich (positive und negative)

Strompreisspitzen das höchste Verzerrungs- bzw. Varianzinstabilitätspotenzial in den modellbasierten Ansätzen besitzen.

Zur Lösung der Vorhersageproblematik beschäftigte sich Kapitel 5 folglich mit ökonomischen Optimierungsansätzen in Form von Transformationstechniken, welche auf die zu erklärende Größe (Marktpreis aus Day-Ahead-Engagements) angewendet wurden. Beibehalten wurden die zuvor ermittelten Tagesstunden individuellen Modellkonfigurationen. Nach einer einleitenden Diskussion zur Unterscheidung von Preisspitzen nach ökonomischen und statistischen Gesichtspunkten, wurden sowohl hieraus als auch aus dem (erweiterten) Forschungsstand varianzstabilisierende Ansätze erörtert, um diese für eine Gegenüberstellung ins Kalkül zu ziehen. Die gewählten Ansätze wurden fortan auf alle 24 Modellreihen angewendet, wobei (erneut) die Prognosequalität unter Anwendung des MAPE pro Zeitstunde gemessen und verglichen wurde. Uneingeschränkt demonstrieren die logarithmierenden Transformationen die geringsten Abweichungen beim zugrundeliegenden Sample. Dagegen belegen die Resultate ebenfalls, dass bestimmte Ansätze laut statistischen Gesichtspunkten zu deutlich schlechteren Ergebnissen als vor dem Transformationsprozess (wie in Kap. 4) führen. Naturgemäß unterliegen schließlich selbst die probatesten Varianten einem gewissen Schätz- und Vorhersagefehlerpotenzial. Beschränkt sich darüber hinaus der Fokus auf Transformationen, die sich insbesondere für negative Börsenstrompreis eignen, ändert sich die Vorteilhaftigkeitsentscheidung beträchtlich. In der Konsequenz verließ die Analyse nicht nur die Dimension der Wertschöpfungskette des Strommarktes und wechselte auf übergeordnete institutionelle Ebenen, sondern bezog außerdem Interdependenzen mit europäischen Strombörsen in die Untersuchung ein, um weitere Börsenstrompreis bestimmende Indikatoren im nächsten Abschnitt abzuleiten.

Hierzu eröffnete Kapitel 6 zunächst mit einer kritischen Auseinandersetzung zum Bedarf von Regulierung im Energiesektor. Allgemein wird im Forschungsstand konstatiert, dass etwaige Eingriffe – egal ob ex post ökonomisch begründbar oder nicht – durch ihre (erstmalige) Verkündung einen Informationswert für Marktteilnehmer aufweisen und sich deren hervorgerufenen Reaktionen in Marktpreisen widerspiegeln müssten. Dahingehend galt es unter Anwendung der grundlegenden Ereignisstudienmethodik mit problemspezifischen, methodischen Anpassungen die Verkündung von

nationalen und supranationalen Gesetzen als abgrenzbare Ereignisse, die im Zusammenhang mit erneuerbaren Energien stehen, an der deutschen Strombörse zu untersuchen und bewerten. Zur Prüfung der Sensibilität der Marktteilnehmer und mithin auch der Marktpreise wurden dieselben Ereignisse an zwei Kontrollgruppen bestehend aus verschiedenen europäischen Strombörsen getestet, deren Aufteilung nach dem untersuchten Regelwerk vorgenommen wurde. Die kalkulierten (signifikanten) abnormalen Preisänderungen verdeutlichen, dass weniger der Erstentwurf als vielmehr die parlamentarische Verkündung der finalen Regelwerke einen Informationsgehalt für Marktteilnehmer der deutschen Strombörse besitzt. Jedoch variieren die wertmäßigen Ausprägungen der Marktreaktionen der drei Samples (deutsche Strombörse und zwei Kontrollgruppen) teils stark in Abhängigkeit vom betrachteten regulatorischen Instrument. Des Weiteren vermitteln die Resultate das unmittelbare Stimmungsbild der Börsenteilnehmer zu den (künftig) in Kraft tretenden rechtlichen Änderungen, die hauptsächlich einen mittel- bis langfristigen Charakter aufweisen, bei denen Börsenteilnehmer Wettbewerbsvorteile durch frühzeitige (bis unverzügliche) Verhaltensanpassung erzielen können. Dabei reagieren demnach Akteure der deutschen Strombörse nicht wie antizipiert, was im zeitlich nach dem Ankündigungs- und Verkündungszeitpunkt gelagerten Inkrafttreten der Gesetze begründet liegt. Obwohl die zweite Kontrollgruppe (restliche europäische Börsen) durch eine fehlende physische Verbindung zum deutschen Strommarkt charakterisiert ist, reagieren dortige Teilnehmer zu bestimmten Zeitpunkten in unerwarteter Weise auf einen veröffentlichten Erstentwurf oder die Verkündung des EEG, was möglicherweise auf den zunehmenden Interaktionscharakter zwischen den Binnenenergiemärkten im Zuge der Schaffung eines paneuropäischen Strommarktes zurückgeführt werden kann. Gegenwärtig stellt auch für die Börsenteilnehmer des ersten Kontrollsamples (Verbund-Börsen) der Referentenentwurf sowie die Kundgebung einer novellierten EEG-Fassung eine essentielle Information dar, deren statistische Signifikanz durch eine erweiterte Analyse anhand von Handelsmengen gestützt wird. Der Abschnitt endete mit einer Zusammenfassung, die eine kritische Bewertung zum Einsatz des Ereignisstudienansatzes im Kontext von Börsenstrompreise betreffender Fragestellungen enthält.

Das in den letzten Jahren öffentlichkeitswirksam diskutierte Phänomen der *negativen Strompreise* wurde abschließend (Kapitel 7) aufgegriffen. Neben einer theoretischen

Herleitung für die Existenz von negativen Preiskonstellationen wurden ihre Häufigkeitsentwicklung und erste Indikatoren für ihr Zustandekommen identifiziert, welche hiernach als Erklärungsvariablen in die empirischen Analysen einfließen. Als Untersuchungsparameter wurden die (prognostizierte bzw. tatsächliche) Solar- und Windstromeinspeisung, die Residuallast, die Preisvolatilität des Vortages sowie der sogenannte End-of-Day-Effekt verwendet. Ein darauf basiertes logistisches Regressionsmodell untersuchte die Antizipierbarkeit des Aufkommens negativer Marktpreisperioden systematisiert nach Tageszeitstunden. Subsumierend scheint deren Aufkommen mit Einschränkungen prognostizierbar zu sein, was insbesondere von der gewählten Zeitstunde abhängt. Die um qualitative Argumente vervollständigte Analyse zu den Ursachen für das Zustandekommen negativer Marktpreise diagnostizierte u.a. Informationsdefizite bei Börsenakteuren und die fehlende Lastflexibilität (bestimmter) fossiler Kraftwerke. Darüber hinaus zeigten sich im zweiten Teil des Abschnitts zwei unterschiedliche Absichten von Gesetzgeber (EEG) und Strombörse (Preisuntergrenze) hinsichtlich ihres regulatorischen Vorgehens im Zusammenhang mit der ungewöhnlichen Markterscheinung. Eine ökonomische Analyse präsentierte hierzu insbesondere Mängel bei der Wirksamkeit der von der Strombörse eingeführten Preisuntergrenze, insofern als die Häufigkeit negativer Marktpreise eher bisher anstieg anstatt sank und das Potenzial nicht kontrahierter Transaktionen in Niedriglastperioden aufgrund der Preislimitierung zunimmt.

## **8.2 Ausblick**

Mit Blick einerseits auf die globale Knappheit fossiler Energierohstoffe bei gleichzeitig sukzessiv steigender Weltbevölkerung sowie andererseits auf die Forcierung von klimaschonenden Maßnahmen, erscheint eine kontinuierliche Steigerung der Stromerzeugung aus regenerativen Quellen in Europa vorgezeichnet. Die Präsenz von erneuerbaren Energien auf Strombörsen scheint sich dahingehend ebenfalls zu vergrößern, wovon insbesondere Akteure bei der Konzipierung ihrer aktuellen und künftigen Energieportfolios verstärkt betroffen sein werden. Auch wenn der Einfluss (fluktuierender Erzeugungsmengen) erneuerbarer Energien für zunehmende Preisvolatilität an Großhandelsmärkten sorgt; so wahrt er aber stets beides – Chancen und Risiken für

Marktteilnehmer, welche seit jeher Kernelemente wirtschaftlichen Handelns darstellen.

Augenscheinlich legt auch die Forschung sukzessiv den Fokus auf die Schätz- und – vor allem mit Blick auf Marktpreisrisiken – Prognostizierbarkeit von Strompreisen. Nunmehr verzahnen sich dabei zunehmend in den etablierten, auf empirischen Daten stützenden Ansätzen verschiedene wissenschaftliche Disziplinen, bei denen mithin die ökonomische Sichtweise zum Teil zugunsten von stochastischen Optimierungen zurücktritt und damit die ursprüngliche Problemstellung in Verbindung mit den gewählten Lösungsansätzen und (transformierten) Daten nicht mehr (klar) nachvollzogen werden kann. Zudem vermag sich auch das komplexeste Modell zu verschätzen, insbesondere, wenn sich (institutionelle) Rahmenbedingungen ändern. Die Formulierung modellbasierter Ansätze sollte daher einerseits eine gewisse Einfachheit zur Wahrung der generellen Einsatzfähigkeit aufweisen, andererseits ausreichend detailliert sein, um (entscheidungsrelevante) Erkenntnisse bzw. Empfehlungen für Wissenschaft und Praxis generieren zu können.

Die bisher noch im Frühstadium ihrer Entwicklung befindliche, von der breiten Öffentlichkeit als Energiemarkt 4.0<sup>896</sup> bezeichneten Digitalisierung<sup>897</sup> des Energiesektors könnte durch den Einsatz neuer Technologien und Geschäftsprozesse fortan die Rolle eines Katalysators für die Weiterentwicklung bis hin zur Neuschaffung von institutionellen Designs einnehmen. Mit Blick auf Energiegroßhandelsmärkte könnte eine Revolutionierung von Informationsaggregierungs- und -verarbeitungsmechanismen auf Basis von Echtzeitdaten eine maßgebliche Erhöhung von Transparenz bei gleichzeitiger Reduzierung von Transaktionskosten herbeiführen, die sich in verkürzten Reaktionszeiten bei unerwarteten Angebots- oder Nachfrageverhältnissen und weniger unsicheren Entscheidungsgrundlagen von Markakteuren niederschlägt. Des Weiteren wäre es wünschenswert, dass sich nunmehr Markteintrittsbarrieren für po-

---

<sup>896</sup> In diesem Zusammenhang wird auch der Begriff der digitalen Energiewende verwendet.

<sup>897</sup> Vgl. für eine umfassende Betrachtung von (weiteren) Digitalisierungstrends Krickel (2015), S. 53–65 sowie konkret zu Anwendungsmöglichkeiten der Blockchain-Technologie im Energiehandel Deutsche Energie-Agentur (2019), S. 62–65.

tenzielle (klein- und mittelständische) Stromhändler verringern, was mit einer zunehmenden Anzahl von Anbietern und Nachfragern an Börsen zur weiteren Intensivierung eines wettbewerblichen Umfelds einhergehen kann.

Ein weiterer Trend, welcher eng verknüpft mit der sogenannten Digitalisierung ist, besteht in der Fortführung oder gar Forcierung des Betriebs von virtuellen Kraftwerken: sie bilden ein Kollektiv mehrerer vergleichsweise klein dimensionierter, dezentral operierender Energieanlagen<sup>898</sup>, welche zum Ausgleich von ad hoc auftretenden Nachfrageüberhängen infolge von Ausfällen bei Großkraftwerken eingesetzt werden können und daher in der Lage sind notwendige Systemleistung bereitzustellen. Dabei zeigt sich die Relevanz von virtuellen Kraftwerken in der permanenten Lieferfähigkeit von Strom, was perspektivisch das Aufkommen extremer Preisszenarien an börslichen Energiegroßhandelsmärkten eindämmen oder gar eliminieren könnte. Gewährleistet wird die Ausgleichsfunktion durch die Integration verschiedener grund- sowie spitzenlastfähiger Anlagen, die Energieträger regenerativer und bisweilen auch fossiler Art einsetzen.

Darüber hinaus stellt sich bei der Implementierung von Informationsasymmetrien reduzierenden Digitalisierungsvorhaben im europäischen Marktgebiet die Frage, ob künftig noch (mehrere) ländereigene Strombörsen vonnöten sind. Denn gemäß dem Gedanken eines paneuropäischen Energiemarktes könnte sich die Menge an Handelsplätzen auf eine gemeinsam nutzbare Strombörse minimieren lassen, um so Transaktionskosten für Marktteilnehmer erheblich zu reduzieren, insofern die physische Konnektivität zur Übertragung von elektrischer Energie über Kopplungspunkte gewährleistet werden kann. Aktuell werden schon Stromnetze europaweit auf demselben Frequenzniveau betrieben. Des Weiteren setzt dieses Vorhaben etwa geringe Markteintrittsbarrieren sowie im Vergleich zu OTC-Geschäften geringere Transaktionskosten für potenzielle Akteure voraus. Insbesondere sollten die genannten als auch weitere Anreize für Betreiber von Klein- und Kleinstanlagen (mit Handelsabsichten) geschaffen werden, um dem Wettbewerbsgedanken des europäischen Liberalisierungsvorhabens Rechnung tragen zu können. In ökonomischer Hinsicht müssten ungeachtet dessen im Rahmen des Rationierungsprozesses von Strombörsen (erneut)

---

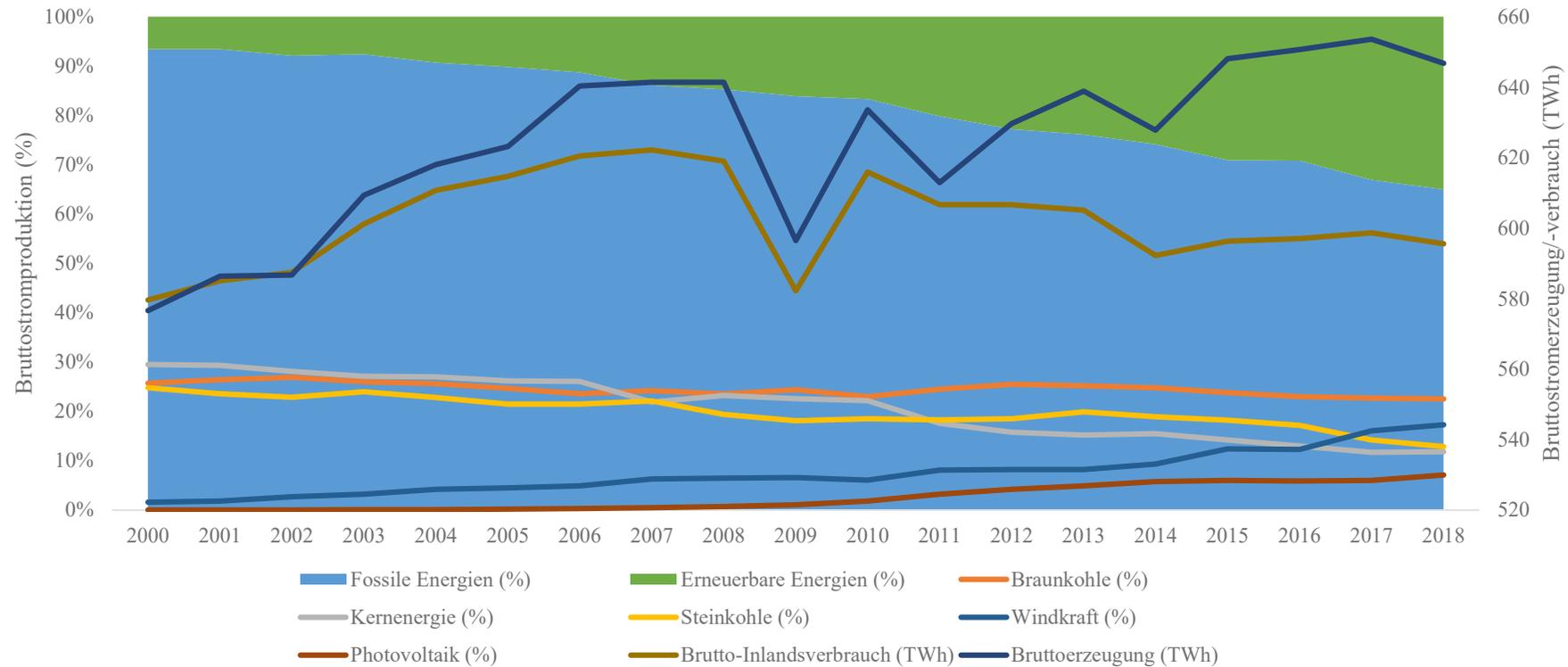
<sup>898</sup> Vgl. Brakhage/Hollerbach (2015), S. 91f. i.V.m. Loßner/Böttger/Bruckner (2015).

Schätz- und Prognosemodelle für Strompreise angepasst oder gar fundamental neu entwickelt werden, was zu weiterem Forschungsbedarf führt.

Aktuell fehlt es an einer vollständigen Marktintegration von erneuerbaren Energieträgern, da bisher regenerativ erzeugte Energie nicht gänzlich ohne institutionelle Förderung auskommt, um mit konventioneller Energie zu konkurrieren. Wird von einer (gesamtheitlich) liberalisierten Stromlandschaft einer Volkswirtschaft gesprochen, so passt ihre durch staatliche Subventionen gestützte Entwicklung ex definitione nicht in das Gesamtbild. Dabei werden im energiewirtschaftlichen Sektor Markteingriffe von Regulierern gerechtfertigt, auch wenn einige von diesen Effektivitäts- und Effizienzanforderungen offenkundig verfehlen. Daher bedarf es überhaupt nur einer nationalen und supranationalen Regulierung, wenn sie bei der Schaffung eines versorgungssicheren, ökologischen sowie ökonomischen Strommarkts laut der Zielstellung des EnWG unterstützt. Strombörsen haben sich in der Wertschöpfungskette von Strommärkten fest etabliert und es ist anzunehmen, insbesondere vor dem Hintergrund der aktuell stattfindenden „Stromwende“, dass sie auch künftig einen entscheidenden Beitrag zur Funktionsfähigkeit von Energiemärkten (mit zunehmend regenerativer Erzeugungsweise) leisten. Dahingehend bleibt zu hoffen, dass auch Endverbraucher von den (bisher) andauernden Börsenpreissenkungen profitieren, um so die allgemeine Reputation einer erneuerbaren Stromversorgung entscheidend zu stärken.

## Anhang

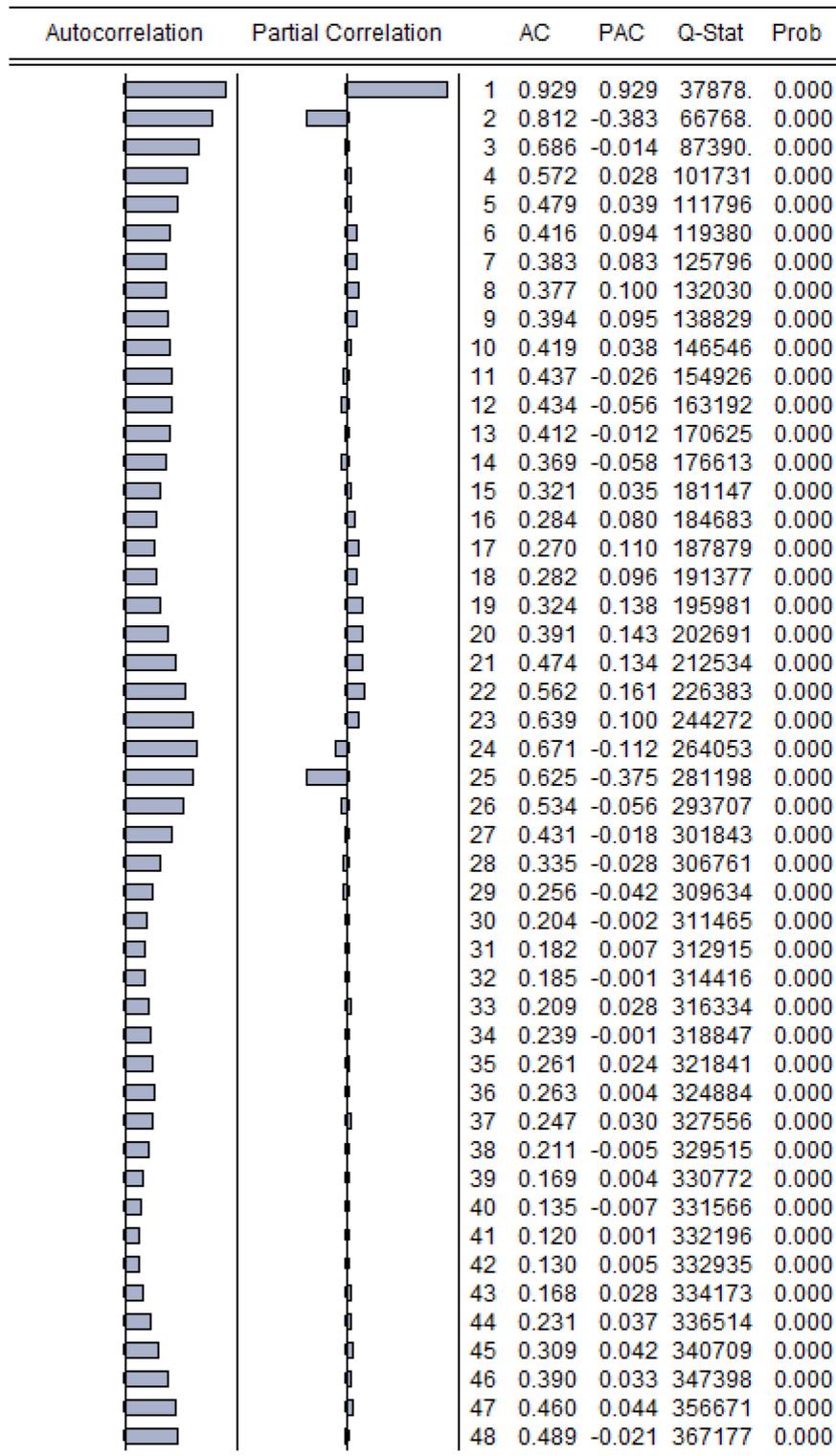
Abb. 28: *Bruttostromerzeugungshistorie in Deutschland<sup>899</sup>*



Im Diagramm wird die relative Entwicklung der Bruttostromerzeugung aufgeschlüsselt nach Energieträgern (linke Achse) in Deutschland dargestellt, die einen Trend zugunsten von erneuerbaren Quellen (grüne Fläche) erkennen lässt. Zudem werden die Bruttostromerzeugungs- und -verbrauchsmengen pro Jahr (rechte Achse) veranschaulicht.

<sup>899</sup> Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an AG Energiebilanzen (2019).

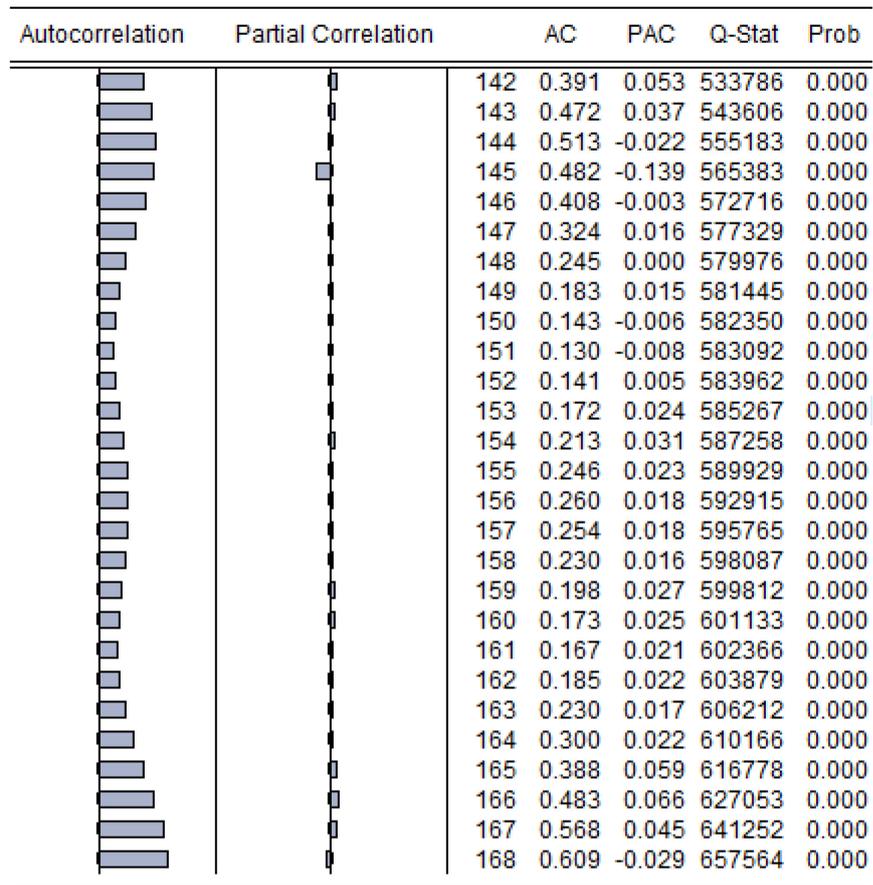
Abb. 29: Autokorrelationstest der Strompreisvariablen (lag1-48)<sup>900</sup>



In der Grafik werden die Autokorrelations- und partielle Autokorrelationsfunktion des stündlichen Day-Ahead-Preises im Zeitraum 2012 bis 2016 dargestellt. Die Datenreihe umfasst die lag-Längen 1-48.

<sup>900</sup> Quelle: Eigene Darstellung, Daten entnommen von EPEX Spot.

Abb. 30: Autokorrelationstest der Strompreisvariablen (lag 142-168)<sup>901</sup>



In der Grafik werden die Autokorrelations- und partielle Autokorrelationsfunktion des stündlichen Day-Ahead-Preises im Zeitraum 2012 bis 2016 dargestellt. Die Datenreihe umfasst die lag-Längen 142-168.

<sup>901</sup> Quelle: Eigene Darstellung, Daten entnommen von EPEX Spot.

Tab. 21: ADF-Stationaritätstest zur Strompreisregression

<b>Kritische Werte</b>	<b>99% Signifikanz</b>	<b>95% Signifikanz</b>	<b>90% Signifikanz</b>	
	-3,43	-2,86	-2,57	
<b>Teststatistik</b>	<b>Lag 1</b>	<b>Lag 24</b>	<b>Lag 48</b>	<b>Lag 168</b>
Preis	-58,88	-19,28	-18,51	-6,15
P_min	-22,49	-20,06	-17,97	-10,77
P_max	-18,16	-15,71	-13,71	-5,78
Pump	-110,06	-26,69	-21,88	-6,14
Wind	-23,61	-22,63	-17,87	-13,79
F_wind	-15,41	-18,07	-15,35	-13,29
PV	-159,92	-12,56	-9,23	-4,50
F_pv	-81,74	-16,80	-9,93	-4,65
Residual_load	-45,22	-26,17	-18,67	-7,02
Export	-49,61	-14,93	-11,76	-5,24
Ave_wind	-54,05	-15,08	-14,22	-10,00
F_ave_wind	-9,68	-14,31	-13,95	-8,98
Ave_pv	-22,38	-9,31	-7,43	-4,36
F_ave_pv	-9,93	-9,22	-7,41	-4,29
Ave_log_wind	-51,74	-20,90	-14,86	-14,14
F_ave_log_wind	-12,64	-17,08	-15,70	-9,94
Ave_log_pv	-19,05	-7,94	-6,27	-5,05
F_ave_log_pv	-10,09	-8,76	-7,29	-4,21
D_ave_log_wind	-104,45	-33,78	-31,29	-24,11
F_d_ave_log_wind	-203,04	-47,20	-35,35	-24,89
D_ave_log_pv	-74,58	-35,82	-31,21	-20,69
F_d_ave_log_pv	-163,69	-57,59	-38,66	-19,67

Die Tabelle veranschaulicht die Ergebnisse des Augmented Dickey-Fuller Tests (kurz: ADF) zur Überprüfung von Stationarität des Daten-Samples im Zeitraum 2012-2016 (N=43.848). Als Nullhypothese wird Nichtstationarität angenommen. Da alle Werte der Teststatistik kleiner als der kritische Testwert von -3,43 zum 99% Niveau ausfallen, kann die Nullhypothese abgelehnt werden. Die Resultate lassen damit auf Stationarität schließen.

Tab. 22: Modellkonfiguration der 1. Zeitstunde

Konf.	Unabhängige Variablen														Statistische Auswertung						Rangfolge			
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	R <sup>2</sup>	Log Likelihood	SIC	RMSE	MAE	MAPE	Log Likelihood	SIC	MAPE	Gesamt
1	x	x	x												0,4259	-4.605	6,36	5,76	3,65	116,07	13	11	9	12
2	x	x	x	x											0,4259	-4.605	6,37	7,31	5,07	244,78	12	13	13	13
3	x	x	x		x										0,4291	-4.595	6,35	5,84	3,67	116,50	9	9	10	9
4	x	x	x			x									0,4581	-4.540	6,28	5,33	3,61	99,62	6	5	5	5
5	x	x	x				x								0,4396	-4.568	6,32	5,66	3,64	127,69	8	8	12	9
6	x	x	x					x							0,4293	-4.551	6,30	5,70	3,62	126,73	7	7	11	7
7	x	x	x									x			0,4322	-4.598	6,36	5,74	3,64	112,34	10	10	7	8
8	x	x	x										x		0,4254	-4.604	6,37	5,77	3,65	113,42	11	12	8	11
9	x	x	x	x		x									0,4586	-4.537	6,28	5,30	3,59	100,57	5	6	6	6
10	x	x	x				x					x			0,4734	-4.522	6,26	5,24	3,57	94,07	4	4	4	4
11	x	x	x					x					x		0,4604	-4.520	6,26	5,35	3,63	91,09	3	3	2	3
12	x	x	x									x	x		0,4727	-4.510	6,25	5,26	3,58	90,07	2	2	1	1
13	x	x	x	x								x	x		0,4738	-4.505	6,25	5,24	3,57	91,38	1	1	3	1

In der Tabelle werden die einzelnen Modellvariationen für die erste Tageszeitstunde zur Strompreisregression illustriert. Die unabhängigen Variablen sind wie folgt indiziert: (1) Konstante, (2) P\_min, (3) P\_max, (4) Pump, (5) Wind, (6) Ave\_wind, (7) Ave\_log\_wind, (8) D\_ave\_log\_wind, (9) PV, (10) Ave\_pv, (11) Ave\_log\_pv, (12) D\_ave\_log\_pv, (13) Residual\_Load und (14) Export. Eine unterlegte Wärmekarte differenziert zur besseren Vergleichbarkeit gute (grün) von ungenügenden (rot) Resultaten. Als optimale Kombination hat sich Konfiguration 12 herauskristallisiert, da sie den besseren MAPE gegenüber der ranggleichen Kombination 13 aufweist.

Tab. 23: Modellkonfiguration der 2. Zeitstunde

Konf.	Unabhängige Variablen														Statistische Auswertung						Rangfolge			
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	R <sup>2</sup>	Log Likelihood	SIC	RMSE	MAE	MAPE	Log Likelihood	SIC	MAPE	Gesamt
1	x	x	x												0,4096	-4.641	6,41	6,14	3,66	569,67	15	13	13	13
2	x	x	x	x											0,4104	-4.639,08	6,41	7,21	4,46	578,32	13	14	15	14
3	x	x	x		x										0,4146	-4.636,02	6,41	6,20	3,64	556,56	12	12	11	12
4	x	x	x			x									0,4245	-4.579,14	6,33	5,77	3,73	435,28	8	6	7	7
5	x	x	x				x								0,4164	-4.609,58	6,37	6,05	3,68	535,82	10	10	10	10
6	x	x	x					x							0,4043	-4.600,52	6,37	6,10	3,66	526,34	9	9	9	9
7	x	x	x									x			0,4162	-4.635,98	6,41	6,12	3,64	568,24	11	11	12	11
8	x	x	x										x		0,4096	-4.640,89	6,42	7,28	4,57	575,10	14	15	14	15
9	x	x	x	x		x									0,4259	-4.577,24	6,34	5,75	3,70	438,93	7	8	8	8
10	x	x	x									x			0,4382	-4.566,24	6,32	5,71	3,70	421,77	5	4	6	5
11	x	x	x										x		0,4247	-4.565,43	6,32	5,81	3,80	398,58	4	3	2	3
12	x	x	x											x	0,4240	-4.577,14	6,33	5,78	3,76	419,22	6	7	5	6
13	x	x	x	x										x	0,4268	-4.563,29	6,32	5,78	3,78	402,48	3	5	4	4
14	x	x	x										x	x	0,4360	-4.557,36	6,31	5,75	3,76	394,49	2	1	1	1
15	x	x	x	x										x	0,4380	-4.555,28	6,31	5,72	3,72	398,74	1	2	3	2

Die Tabelle zeigt die möglichen Modellkonstellationen für die zweite Tageszeitstunde zur Strompreisregression. Die unabhängigen Variablen sind wie folgt indiziert: (1) Konstante, (2) P\_min, (3) P\_max, (4) Pump, (5) Wind, (6) Ave\_wind, (7) Ave\_log\_wind, (8) D\_ave\_log\_wind, (9) PV, (10) Ave\_pv, (11) Ave\_log\_pv, (12) D\_ave\_log\_pv, (13) Residual\_Load und (14) Export. Eine unterlegte Wärmekarte differenziert zur besseren Vergleichbarkeit gute (grün) von ungenügenden (rot) Resultaten. Als optimale Kombination hat sich Konfiguration 14 herauskristallisiert.

Tab. 24: Modellkonfiguration der 3. Zeitstunde

Konf.	Unabhängige Variablen														Statistische Auswertung						Rangfolge			
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	R <sup>2</sup>	Log Likelihood	SIC	RMSE	MAE	MAPE	Log Likelihood	SIC	MAPE	Gesamt
1	x	x	x												0,3328	-4.855	6,70	7,45	4,24	170,09	14	11	11	13
2	x	x	x	x											0,3353	-4.853	6,71	7,40	4,17	168,92	12	13	10	11
3	x	x	x		x										0,3367	-4.853	6,71	7,49	4,23	172,77	13	14	14	14
4	x	x	x			x									0,3764	-4.741	6,55	6,58	4,10	125,73	7	5	7	7
5	x	x	x				x								0,3538	-4.796	6,63	7,15	4,17	157,03	9	9	8	9
6	x	x	x					x							0,3469	-4.788	6,62	7,16	4,10	162,00	8	8	9	8
7	x	x	x									x			0,3234	-4.846	6,70	7,48	4,28	172,64	10	10	13	10
8	x	x	x										x		0,3326	-4.853	6,71	7,47	4,24	171,69	11	12	12	11
9	x	x	x	x		x									0,3790	-4.739	6,56	6,53	4,05	124,55	5	6	5	6
10	x	x	x			x						x			0,3812	-4.739	6,56	6,55	4,09	123,02	6	7	1	5
11	x	x	x			x							x		0,3816	-4.711	6,52	6,48	4,03	124,39	4	1	4	3
12	x	x	x	x		x							x		0,3846	-4.708	6,52	6,43	3,99	123,34	2	2	2	1
13	x	x	x			x						x	x		0,3805	-4.711	6,52	6,48	4,04	125,04	3	3	6	4
14	x	x	x	x		x						x	x		0,3841	-4.708	6,52	6,43	3,99	123,60	1	4	3	2

Die Tabelle beschreibt die möglichen Modellkonstellationen für die zweite Tageszeitstunde zur Strompreisregression. Die unabhängigen Variablen sind wie folgt indiziert: (1) Konstante, (2) P\_min, (3) P\_max, (4) Pump, (5) Wind, (6) Ave\_wind, (7) Ave\_log\_wind, (8) D\_ave\_log\_wind, (9) PV, (10) Ave\_pv, (11) Ave\_log\_pv, (12) D\_ave\_log\_pv, (13) Residual\_Load und (14) Export. Eine unterlegte Wärmekarte differenziert zur besseren Vergleichbarkeit gute (grün) von ungenügenden (rot) Resultaten. Als optimale Kombination hat sich Konfiguration 12 herauskristallisiert.

Tab. 25: Modellkonfiguration der 4. Zeitstunde

Konf.	Unabhängige Variablen														Statistische Auswertung						Rangfolge			
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	R <sup>2</sup>	Log Likelihood	SIC	RMSE	MAE	MAPE	Log Likelihood	SIC	MAPE	Gesamt
1	x	x	x												0,4129	-4741,60	6,55	6,4392	3,9193	724,06	12	10	8	11
2	x	x	x	x											0,4128	-4741,54	6,56	6,4425	3,9205	724,61	11	12	9	12
3	x	x	x		x										0,4189	-4733,88	6,54	6,5083	3,9306	746,67	8	8	12	8
4	x	x	x			x									0,4306	-4690,85	6,49	6,0071	3,8359	612,46	5	5	5	5
5	x	x	x				x								0,4194	-4719,89	6,53	6,3410	3,9129	702,06	7	7	6	6
6	x	x	x					x							0,4139	-4705,13	6,51	6,3360	3,8892	729,76	6	6	11	7
7	x	x	x								x				0,4157	-4740,90	6,55	6,4214	3,9169	717,89	10	11	7	8
8	x	x	x									x			0,4136	-4737,48	6,55	6,4491	3,8922	726,75	9	9	10	8
9	x	x	x			x						x			0,4408	-4685,38	6,48	5,9336	3,7964	593,69	4	4	4	4
10	x	x	x			x						x			0,4368	-4665,03	6,46	5,9125	3,7918	582,42	3	1	3	3
11	x	x	x			x					x	x			0,4419	-4663,38	6,46	5,8760	3,7745	569,91	2	2	2	2
12	x	x	x	x		x					x	x			0,4422	-4663,13	6,46	5,8675	3,7623	569,29	1	3	1	1

In der Tabelle werden sämtliche Modellkonstellationen der vierten Tageszeitstunde zur Strompreisregression dargelegt. Die unabhängigen Variablen sind wie folgt indiziert: (1) Konstante, (2) P\_min, (3) P\_max, (4) Pump, (5) Wind, (6) Ave\_wind, (7) Ave\_log\_wind, (8) D\_ave\_log\_wind, (9) PV, (10) Ave\_pv, (11) Ave\_log\_pv, (12) D\_ave\_log\_pv, (13) Residual\_Load und (14) Export. Eine unterlegte Wärmekarte differenziert zur besseren Vergleichbarkeit gute (grün) von ungenügenden (rot) Resultaten. Als optimale Kombination hat sich Konfiguration 11 herauskristallisiert, weil die vermeintlich bessere Kombination 12 statistisch insignifikante energiebezogene Erklärungsvariablen enthält.

Tab. 26: Modellkonfiguration der 5. Zeitstunde

Konf.	Unabhängige Variablen														Statistische Auswertung						Rangfolge			
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	R <sup>2</sup>	Log Likelihood	SIC	RMSE	MAE	MAPE	Log Likelihood	SIC	MAPE	Gesamt
1	x	x	x												0,3854	-4.720	6,52	5,91	3,65	340,26	13	10	10	11
2	x	x	x	x											0,3852	-4.719	6,52	5,92	3,65	340,21	11	12	9	10
3	x	x	x		x										0,3885	-4.713	6,52	5,97	3,66	349,24	9	9	13	9
4	x	x	x			x									0,4118	-4.666	6,45	5,54	3,60	234,51	6	4	6	5
5	x	x	x				x								0,3978	-4.696	6,49	5,80	3,65	317,40	8	8	7	8
6	x	x	x					x							0,3871	-4.682	6,48	5,79	3,64	333,19	7	7	8	7
7	x	x	x								x				0,3849	-4.719	6,52	5,92	3,65	340,72	12	13	11	13
8	x	x	x									x			0,3858	-4.716	6,52	5,93	3,63	341,99	10	11	12	11
9	x	x	x	x		x									0,4116	-4.666	6,46	5,55	3,60	234,18	5	6	5	5
10	x	x	x			x						x			0,4210	-4.638	6,42	5,47	3,61	207,34	3	1	3	3
11	x	x	x			x					x				0,4156	-4.664	6,45	5,50	3,58	228,49	4	5	4	4
12	x	x	x			x					x	x			0,4217	-4.638	6,42	5,46	3,61	206,39	2	2	1	1
13	x	x	x	x		x					x	x			0,4219	-4.638	6,43	5,46	3,61	206,48	1	3	2	2

Die tabellarische Übersicht reflektiert die examinierten Modellkonfigurationen der fünften Tageszeitstunde zur Strompreisregression. Die unabhängigen Variablen sind wie folgt indexiert: (1) Konstante, (2) P\_min, (3) P\_max, (4) Pump, (5) Wind, (6) Ave\_wind, (7) Ave\_log\_wind, (8) D\_ave\_log\_wind, (9) PV, (10) Ave\_pv, (11) Ave\_log\_pv, (12) D\_ave\_log\_pv, (13) Residual\_Load und (14) Export. Eine unterlegte Wärmekarte differenziert zur besseren Vergleichbarkeit gute (grün) von ungenügenden (rot) Resultaten. Als optimale Kombination hat sich Konfiguration 10 herauskristallisiert, weil die vermeintlich besseren Kombinationen 12 und 13 statistisch insignifikante energiebezogene Erklärungsvariablen enthalten.

Tab. 27: Modellkonfiguration der 6. Zeitstunde

Konf.	Unabhängige Variablen														Statistische Auswertung						Rangfolge			
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	R <sup>2</sup>	Log Likelihood	SIC	RMSE	MAE	MAPE	Log Likelihood	SIC	MAPE	Gesamt
1	x	x	x												0,3973	-4.666,98	6,45	6,06	3,47	366,58	12	9	10	11
2	x	x	x	x											0,3975	-4.665,58	6,45	6,09	3,50	365,24	10	11	9	9
3	x	x	x				x								0,3787	-5.524,54	7,63	6,51	4,02	383,48	13	13	13	13
4	x	x	x					x							0,4058	-4.591,55	6,35	5,81	3,47	267,73	6	4	6	5
5	x	x	x						x						0,3991	-4.632,58	6,41	6,03	3,48	351,88	7	7	7	7
6	x	x	x							x					0,3942	-4.634,17	6,41	6,06	3,49	371,50	8	8	12	8
7	x	x	x									x			0,3943	-4.666,02	6,45	6,07	3,47	365,07	11	12	8	11
8	x	x	x										x		0,4003	-4.664,04	6,45	6,04	3,46	366,72	9	10	11	9
9	x	x	x	x										x	0,4062	-4.589,70	6,35	5,83	3,51	266,24	5	6	5	5
10	x	x	x											x	0,4172	-4.551,81	6,30	5,70	3,46	246,20	3	1	2	2
11	x	x	x											x	0,4102	-4.587,97	6,35	5,78	3,46	264,76	4	5	4	4
12	x	x	x										x	x	0,4180	-4.551,69	6,31	5,70	3,46	246,37	2	2	3	3
13	x	x	x	x									x	x	0,4179	-4.551,48	6,31	5,71	3,47	246,02	1	3	1	1

Die tabellarische Übersicht verdeutlicht die möglichen Zusammenstellungen für eine Strompreisregression in der sechsten Tageszeitstunde. Die unabhängigen Variablen sind wie folgt indexiert: (1) Konstante, (2) P\_min, (3) P\_max, (4) Pump, (5) Wind, (6) Ave\_wind, (7) Ave\_log\_wind, (8) D\_ave\_log\_wind, (9) PV, (10) Ave\_pv, (11) Ave\_log\_pv, (12) D\_ave\_log\_pv, (13) Residual\_Load und (14) Export. Eine unterlegte Wärmekarte differenziert zur besseren Vergleichbarkeit gute (grün) von ungenügenden (rot) Resultaten. Als optimale Kombination hat sich Konfiguration 10 herauskristallisiert, da die vermeintlich bessere Kombination 13 statistisch insignifikante energiebezogene Erklärungsvariablen enthält.

Tab. 28: Modellkonfiguration der 7. Zeitstunde

Konf.	Unabhängige Variablen														Statistische Auswertung						Rangfolge			
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	R <sup>2</sup>	Log Likelihood	SIC	RMSE	MAE	MAPE	Log Likelihood	SIC	MAPE	Gesamt
1	x	x	x												0,3923	-5.013	6,92	7,82	4,40	139,18	19	11	15	15
2	x	x	x	x											0,3928	-5.011	6,92	7,84	4,43	139,59	15	16	18	16
3	x	x	x		x										0,3842	-5.010	6,92	7,84	4,43	129,29	13	13	9	10
4	x	x	x			x									0,4032	-4.914	6,79	7,42	4,24	76,71	8	7	6	8
5	x	x	x				x								0,3919	-4.949	6,84	7,78	4,33	130,01	9	9	10	9
6	x	x	x					x							0,3926	-4.965	6,87	7,82	4,35	139,31	10	10	17	12
7	x	x	x						x						0,3927	-5.012	6,93	7,82	4,41	139,67	16	17	19	18
8	x	x	x							x					0,3920	-5.013	6,93	7,82	4,40	139,08	17	18	14	16
9	x	x	x								x				0,3925	-5.013	6,93	7,82	4,40	139,29	18	19	16	19
10	x	x	x									x			0,3944	-5.008	6,92	7,82	4,39	138,48	11	14	13	13
11	x	x	x										x		0,3883	-5.011	6,92	7,83	4,39	134,88	14	15	11	14
12	x	x	x											x	0,3984	-5.010	6,92	7,76	4,36	137,40	12	12	12	11
13	x	x	x			x									0,4244	-4.880	6,75	7,29	4,24	63,36	4	1	1	1
14	x	x	x			x					x				0,4059	-4.907	6,79	7,42	4,23	75,39	7	8	5	7
15	x	x	x			x						x			0,4147	-4.902	6,78	7,33	4,22	81,58	6	5	8	6
16	x	x	x			x						x	x		0,4255	-4.880	6,75	7,28	4,23	65,38	3	2	3	3
17	x	x	x			x					x	x			0,4174	-4.896	6,78	7,33	4,21	80,14	5	6	7	5
18	x	x	x			x					x	x	x		0,4270	-4.875	6,76	7,27	4,22	64,98	2	3	2	2
19	x	x	x			x					x	x	x		0,4271	-4.873	6,76	7,30	4,24	65,73	1	4	4	4

In der Tabelle werden Konfigurationsalternativen für eine Strompreisregression für die siebte Tageszeitstunde dargestellt. Die unabhängigen Variablen sind wie folgt indiziert: (1) Konstante, (2) P\_min, (3) P\_max, (4) Pump, (5) Wind, (6) Ave\_wind, (7) Ave\_log\_wind, (8) D\_ave\_log\_wind, (9) PV, (10) Ave\_pv, (11) Ave\_log\_pv, (12) D\_ave\_log\_pv, (13) Residual\_Load und (14) Export. Eine unterlegte Wärmekarte differenziert zur besseren Vergleichbarkeit gute (grün) von ungenügenden (rot) Resultaten. Als optimale Kombination hat sich Konfiguration 13 herauskristallisiert.

Tab. 29: Modellkonfiguration der 8. Zeitstunde

Konf.	Unabhängige Variablen														Statistische Auswertung						Rangfolge			
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	R <sup>2</sup>	Log Likelihood	SIC	RMSE	MAE	MAPE	Log Likelihood	SIC	MAPE	Gesamt
1	x	x	x												0,5593	-5.263	7,26	8,91	5,26	921,51	17	12	17	14
2	x	x	x	x											0,5596	-5.262	7,27	8,91	5,25	917,12	15	16	15	14
3	x	x	x		x										0,5509	-5.258	7,26	8,92	5,29	881,60	12	11	14	10
4	x	x	x			x									0,5550	-5.170	7,14	8,75	5,24	800,64	8	5	3	4
5	x	x	x				x								0,5705	-5.435	7,51	8,61	5,44	843,55	18	18	10	14
6	x	x	x					x							0,5674	-5.230	7,23	8,89	5,23	932,48	9	9	19	10
7	x	x	x						x						0,5607	-5.262	7,27	8,91	5,28	921,05	16	17	16	19
8	x	x	x							x					0,5133	-5.637	7,78	9,11	6,03	946,03	22	22	21	22
9	x	x	x								x				0,5622	-5.261	7,27	8,93	5,28	938,70	14	15	20	19
10	x	x	x									x			0,5621	-5.256	7,26	8,94	5,27	951,14	11	13	22	14
11	x	x	x										x		0,5569	-5.253	7,26	8,87	5,28	872,31	10	10	12	9
12	x	x	x											x	0,5633	-5.260	7,27	8,87	5,23	927,82	13	14	18	13
13	x	x	x			x							x		0,5568	-5.168	7,15	8,75	5,24	809,91	7	8	5	7
14	x	x	x			x								x	0,5536	-5.537	7,65	8,86	5,86	817,59	20	20	6	14
15	x	x	x	x		x									0,5708	-5.453	7,53	8,67	5,62	797,13	19	19	2	12
16	x	x	x			x					x				0,5570	-5.162	7,14	8,78	5,28	833,18	6	4	9	6
17	x	x	x			x					x	x			0,5590	-5.160	7,14	8,78	5,28	843,84	5	7	11	8
18	x	x	x	x		x					x				0,5560	-5.159	7,14	8,77	5,25	818,94	4	6	7	5
19	x	x	x			x					x		x		0,5733	-5.137	7,11	8,75	5,37	823,16	3	1	8	3
20	x	x	x	x		x					x		x		0,5404	-5.582	7,73	9,09	6,12	876,09	21	21	13	21
21	x	x	x			x					x	x	x		0,5727	-5.135	7,11	8,76	5,39	806,98	2	2	4	2
22	x	x	x	x		x					x	x	x		0,5719	-5.133	7,12	8,76	5,37	796,23	1	3	1	1

Die Tabelle zeigt Konfigurationsalternativen für Strompreisregressionen zur achten Tageszeitstunde. Die unabhängigen Variablen sind wie folgt indexiert: (1) Konstante, (2) P\_min, (3) P\_max, (4) Pump, (5) Wind, (6) Ave\_wind, (7) Ave\_log\_wind, (8) D\_ave\_log\_wind, (9) PV, (10) Ave\_pv, (11) Ave\_log\_pv, (12) D\_ave\_log\_pv, (13) Residual\_Load und (14) Export. Eine unterlegte Wärmekarte differenziert zur besseren Vergleichbarkeit gute (grün) von ungenügenden (rot) Resultaten. Als optimale Kombination hat sich Konfiguration 22 herauskristallisiert.

Tab. 30: Modellkonfiguration der 9. Zeitstunde

Konf.	Unabhängige Variablen														Statistische Auswertung						Rangfolge			
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	R <sup>2</sup>	Log Likelihood	SIC	RMSE	MAE	MAPE	Log Likelihood	SIC	MAPE	Gesamt
1	x	x	x												0,5962	-5.313	7,33	8,87	5,55	72,76	21	18	16	18
2	x	x	x	x											0,5967	-5.311	7,33	8,88	5,60	76,49	18	19	19	19
3	x	x	x		x										0,5963	-5.306	7,33	8,91	5,61	69,97	16	15	13	13
4	x	x	x			x									0,6278	-5.200	7,18	8,76	5,65	61,28	11	9	9	9
5	x	x	x				x								0,6146	-5.252	7,25	8,86	5,51	79,39	12	12	21	14
6	x	x	x					x							0,6100	-5.273	7,29	8,82	5,50	77,79	13	13	20	15
7	x	x	x						x						0,3431	-6.176	8,52	10,41	7,62	102,42	22	22	22	22
8	x	x	x							x					0,5973	-5.311	7,34	8,89	5,59	72,87	19	20	17	19
9	x	x	x								x				0,5992	-5.306	7,33	8,93	5,61	73,82	17	16	18	17
10	x	x	x									x			0,5997	-5.303	7,33	8,92	5,55	70,76	15	17	14	15
11	x	x	x										x		0,6039	-5.298	7,32	8,79	5,59	67,97	14	14	12	12
12	x	x	x											x	0,5971	-5.312	7,34	8,85	5,54	71,22	20	21	15	19
13	x	x	x			x							x		0,6281	-5.199	7,19	8,77	5,65	62,13	10	11	10	11
14	x	x	x			x						x			0,6316	-5.188	7,18	8,79	5,64	59,60	8	8	8	8
15	x	x	x	x		x									0,6274	-5.197	7,18	8,76	5,67	65,48	9	10	11	10
16	x	x	x			x							x		0,6377	-5.178	7,16	8,77	5,73	53,44	7	3	5	5
17	x	x	x			x						x		x	0,6416	-5.167	7,15	8,79	5,70	52,01	3	1	3	2
18	x	x	x	x		x							x		0,6378	-5.175	7,16	8,76	5,73	57,56	5	4	7	6
19	x	x	x			x							x	x	0,6388	-5.177	7,16	8,76	5,74	51,30	6	6	2	4
20	x	x	x			x						x	x	x	0,6424	-5.165	7,16	8,78	5,71	50,33	2	2	1	1
21	x	x	x	x		x							x	x	0,6386	-5.174	7,16	8,76	5,74	55,49	4	7	6	7
22	x	x	x	x		x						x	x	x	0,6420	-5.164	7,16	8,77	5,71	53,34	1	5	4	3

Die Tabelle repräsentiert Kompositionen für eine Strompreisregression zur neunten Tageszeitstunde. Die unabhängigen Variablen sind wie folgt indexiert: (1) Konstante, (2) P\_min, (3) P\_max, (4) Pump, (5) Wind, (6) Ave\_wind, (7) Ave\_log\_wind, (8) D\_ave\_log\_wind, (9) PV, (10) Ave\_pv, (11) Ave\_log\_pv, (12) D\_ave\_log\_pv, (13) Residual\_Load und (14) Export. Eine unterlegte Wärmekarte differenziert zur besseren Vergleichbarkeit gute (grün) von ungenügenden (rot) Resultaten. Als optimale Kombination hat sich Konfiguration 17 herauskristallisiert aufgrund der Tatsache, dass die vermeintlich bessere Kombination 20 statistisch insignifikante energiebezogene Erklärungsvariablen enthält.

Tab. 31: Modellkonfiguration der 10. Zeitstunde

Konf.	Unabhängige Variablen														Statistische Auswertung						Rangfolge			
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	R <sup>2</sup>	Log Likelihood	SIC	RMSE	MAE	MAPE	Log Likelihood	SIC	MAPE	Gesamt
1	x	x	x												0,5560	-5.360	7,40	7,95	5,69	32,00	20	17	18	18
2	x	x	x	x											0,5566	-5.357	7,40	8,04	5,75	32,42	18	19	20	20
3	x	x	x		x										0,5570	-5.356	7,40	7,98	5,70	32,15	17	18	19	17
4	x	x	x			x									0,6160	-5.244	7,24	7,73	5,63	30,62	11	9	9	9
5	x	x	x				x								0,3975	-5.750	7,94	8,81	6,56	40,64	22	22	22	22
6	x	x	x					x							0,5756	-5.319	7,35	7,78	5,54	31,42	12	12	13	12
7	x	x	x						x						0,5594	-5.354	7,39	7,97	5,75	31,66	16	16	15	16
8	x	x	x							x					0,5599	-5.352	7,39	7,94	5,71	31,35	15	15	12	14
9	x	x	x								x				0,5617	-5.346	7,38	7,95	5,68	31,59	13	13	14	13
10	x	x	x									x			0,5601	-5.347	7,39	7,98	5,66	31,69	14	14	16	15
11	x	x	x										x		0,4314	-5.692	7,86	8,65	6,39	39,83	21	21	21	21
12	x	x	x											x	0,5567	-5.359	7,40	7,94	5,68	31,89	19	20	17	19
13	x	x	x			x					x				0,6238	-5.221	7,22	7,69	5,61	30,08	7	6	5	6
14	x	x	x			x								x	0,6268	-5.230	7,23	7,80	5,69	30,39	8	8	8	8
15	x	x	x	x		x									0,6165	-5.240	7,24	7,80	5,69	31,08	9	10	11	10
16	x	x	x			x						x			0,6170	-5.243	7,25	7,74	5,64	30,75	10	11	10	11
17	x	x	x			x					x			x	0,6383	-5.198	7,19	7,78	5,67	29,49	4	1	1	1
18	x	x	x	x		x					x				0,6237	-5.221	7,22	7,71	5,62	30,23	6	7	6	7
19	x	x	x			x					x		x		0,6266	-5.216	7,22	7,75	5,62	30,34	5	5	7	5
20	x	x	x			x					x		x	x	0,6383	-5.198	7,20	7,78	5,66	29,51	3	3	2	3
21	x	x	x	x		x					x			x	0,6383	-5.197	7,19	7,80	5,67	29,64	2	2	3	2
22	x	x	x	x		x					x		x	x	0,6383	-5.197	7,20	7,80	5,67	29,69	1	4	4	4

Die Tabelle kennzeichnet Kombinationsmöglichkeiten für die zehnte Tageszeitstunde der Stromregression. Die unabhängigen Variablen sind wie folgt indiziert: (1) Konstante, (2) P\_min, (3) P\_max, (4) Pump, (5) Wind, (6) Ave\_wind, (7) Ave\_log\_wind, (8) D\_ave\_log\_wind, (9) PV, (10) Ave\_pv, (11) Ave\_log\_pv, (12) D\_ave\_log\_pv, (13) Residual\_Load und (14) Export. Eine unterlegte Wärmekarte differenziert zur besseren Vergleichbarkeit gute (grün) von ungenügenden (rot) Resultaten. Als optimale Kombination hat sich Konfiguration 17 herauskristallisiert.

Tab. 32: Modellkonfiguration der 11. Zeitstunde

Konf.	Unabhängige Variablen														Statistische Auswertung						Rangfolge			
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	R <sup>2</sup>	Log Likelihood	SIC	RMSE	MAE	MAPE	Log Likelihood	SIC	MAPE	Gesamt
1	x	x	x												0,5290	-5.401	7,45	8,14	6,04	140,26	13	11	18	17
2	x	x	x	x											0,5292	-5.400	7,46	8,19	6,06	141,32	12	13	20	19
3	x	x	x		x										0,5291	-5.400	7,46	8,16	6,06	139,39	11	12	17	16
4	x	x	x			x									0,5912	-5.291	7,31	7,85	5,86	127,02	7	6	10	5
5	x	x	x				x								0,3967	-5.670	7,83	8,90	6,73	107,71	19	19	5	18
6	x	x	x					x							0,3633	-5.728	7,91	9,07	6,84	113,84	20	20	6	20
7	x	x	x						x						0,5328	-5.394	7,45	8,15	6,04	141,31	10	10	19	14
8	x	x	x							x					0,3830	-5.803	8,01	8,85	6,68	119,49	21	21	9	21
9	x	x	x								x				0,5406	-5.377	7,43	8,03	5,89	148,07	8	8	22	13
10	x	x	x									x			0,5372	-5.381	7,44	8,08	5,88	141,80	9	9	21	14
11	x	x	x										x		0,4578	-5.579	7,70	8,44	6,38	118,78	15	14	8	11
12	x	x	x											x	0,3426	-5.831	8,05	9,30	6,91	115,55	22	22	7	21
13	x	x	x			x					x				0,6065	-5.251	7,26	7,68	5,74	133,85	5	4	15	6
14	x	x	x			x						x			0,5919	-5.290	7,31	7,85	5,86	127,33	6	7	11	6
15	x	x	x	x		x									0,4219	-5.651	7,81	9,04	6,83	101,32	17	17	2	10
16	x	x	x			x								x	0,4200	-5.652	7,81	8,95	6,75	93,55	18	18	1	11
17	x	x	x			x					x		x		0,6112	-5.243	7,25	7,72	5,73	136,98	3	3	16	4
18	x	x	x	x		x					x				0,6073	-5.250	7,26	7,65	5,73	132,74	4	5	12	3
19	x	x	x			x					x		x		0,6220	-5.228	7,23	7,78	5,83	133,42	2	1	14	2
20	x	x	x	x		x					x		x		0,6223	-5.227	7,24	7,76	5,82	132,86	1	2	13	1
21	x	x	x			x					x		x	x	0,4422	-5.629	7,79	8,82	6,74	101,45	16	16	3	9
22	x	x	x	x		x					x		x	x	0,4673	-5.565	7,70	8,56	6,52	103,35	14	15	4	8

Die tabellarische Übersicht bildet Varianten für eine Strompreisregression zur elften Tageszeitstunde ab. Die unabhängigen Variablen sind wie folgt indexiert: (1) Konstante, (2) P\_min, (3) P\_max, (4) Pump, (5) Wind, (6) Ave\_wind, (7) Ave\_log\_wind, (8) D\_ave\_log\_wind, (9) PV, (10) Ave\_pv, (11) Ave\_log\_pv, (12) D\_ave\_log\_pv, (13) Residual\_Load und (14) Export. Eine unterlegte Wärmekarte differenziert zur besseren Vergleichbarkeit gute (grün) von ungenügenden (rot) Resultaten. Als optimale Kombination hat sich Konfiguration 19 herauskristallisiert, weil die vermeintlich bessere Kombination 20 statistisch insignifikante energiebezogene Erklärungsvariablen enthält.

Tab. 33: Modellkonfiguration der 12. Zeitstunde

Konf.	Unabhängige Variablen														Statistische Auswertung						Rangfolge			
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	R <sup>2</sup>	Log Likelihood	SIC	RMSE	MAE	MAPE	Log Likelihood	SIC	MAPE	Gesamt
1	x	x	x												0,4738	-5.459	7,53	8,30	6,20	363,86	22	17	20	20
2	x	x	x	x											0,4743	-5.454	7,54	8,29	6,19	363,63	18	20	19	19
3	x	x	x		x										0,4738	-5.459	7,54	8,31	6,21	362,14	21	22	16	20
4	x	x	x			x									0,5352	-5.358	7,40	7,98	6,10	275,05	11	8	10	10
5	x	x	x				x								0,5156	-5.396	7,45	8,33	6,36	311,29	12	12	12	12
6	x	x	x					x							0,4995	-5.415	7,48	8,28	6,25	366,13	14	14	22	16
7	x	x	x						x						0,4745	-5.458	7,54	8,30	6,22	363,36	20	18	18	18
8	x	x	x							x					0,4935	-5.426	7,49	8,06	6,04	358,33	16	16	15	15
9	x	x	x								x				0,4950	-5.422	7,49	8,49	6,35	341,41	15	15	14	14
10	x	x	x									x			0,5043	-5.409	7,47	9,17	6,70	341,34	13	13	13	13
11	x	x	x										x		0,4736	-5.455	7,54	8,30	6,19	364,80	19	21	21	22
12	x	x	x											x	0,4740	-5.454	7,54	8,30	6,21	363,34	17	19	17	17
13	x	x	x			x						x			0,5697	-5.293	7,32	9,35	7,03	245,51	7	1	5	6
14	x	x	x			x							x		0,5361	-5.354	7,40	7,99	6,10	273,49	8	9	8	8
15	x	x	x	x		x									0,5357	-5.355	7,41	7,97	6,08	274,50	9	10	9	9
16	x	x	x			x							x		0,5351	-5.355	7,41	7,97	6,09	275,23	10	11	11	11
17	x	x	x			x						x		x	0,5699	-5.293	7,33	9,39	7,05	246,36	6	4	7	7
18	x	x	x	x		x								x	0,5706	-5.291	7,32	9,51	7,12	245,67	3	2	6	2
19	x	x	x			x						x	x		0,5705	-5.293	7,32	9,41	7,07	243,87	5	3	2	1
20	x	x	x	x		x						x	x		0,5711	-5.291	7,33	9,55	7,14	244,64	2	5	4	2
21	x	x	x			x						x	x		0,5705	-5.293	7,33	9,41	7,07	243,69	4	6	1	2
22	x	x	x	x		x						x	x	x	0,5711	-5.291	7,33	9,54	7,14	244,27	1	7	3	2

Aus dem tabellarischen Schaubild können mögliche Kombinationen für eine Strompreisregression zur zwölften Tageszeitstunde abgelesen werden. Die unabhängigen Variablen sind wie folgt indexiert: (1) Konstante, (2) P\_min, (3) P\_max, (4) Pump, (5) Wind, (6) Ave\_wind, (7) Ave\_log\_wind, (8) D\_ave\_log\_wind, (9) PV, (10) Ave\_pv, (11) Ave\_log\_pv, (12) D\_ave\_log\_pv, (13) Residual\_Load und (14) Export. Eine unterlegte Wärmekarte differenziert zur besseren Vergleichbarkeit gute (grün) von ungenügenden (rot) Resultaten. Als optimale Kombination hat sich Konfiguration 18 herauskristallisiert, weil die vermeintlich besseren Kombinationen 19, 20, 21, 22 statistisch insignifikante energiebezogene Erklärungsvariablen beinhalten.

Tab. 34: Modellkonfiguration der 13. Zeitstunde

Konf.	Unabhängige Variablen														Statistische Auswertung						Rangfolge			
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	R <sup>2</sup>	Log Likelihood	SIC	RMSE	MAE	MAPE	Log Likelihood	SIC	MAPE	Gesamt
1	x	x	x												0,4808	-5.415	7,47	9,72	6,50	40,48	17	13	3	13
2	x	x	x	x											0,4817	-5.410	7,48	9,72	6,50	40,03	14	15	2	10
3	x	x	x		x										0,4808	-5.415	7,48	9,72	6,51	40,51	16	17	4	15
4	-	-	-			-									-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
5	x	x	x					x							0,5270	-5.345	7,38	9,74	6,64	41,36	9	5	13	7
6	x	x	x						x						0,3976	-5.577	7,70	9,93	6,77	40,88	19	19	9	19
7	x	x	x							x					0,4811	-5.414	7,48	9,70	6,51	40,68	15	16	6	15
8	x	x	x								x				0,5132	-5.359	7,40	9,34	6,26	40,87	12	12	8	11
9	x	x	x									x			0,5143	-5.355	7,40	10,08	6,66	43,36	11	11	17	18
10	x	x	x										x		0,5226	-5.348	7,39	10,91	7,15	42,65	10	9	16	14
11	x	x	x											x	0,3715	-5.617	7,76	9,95	6,64	41,88	21	21	15	21
12	x	x	x												0,4817	-5.409	7,48	9,72	6,51	40,54	13	14	5	11
13	x	x	x	x											0,4083	-5.578	7,71	9,98	6,89	40,70	20	20	7	19
14	x	x	x												0,5840	-5.231	7,23	9,86	6,78	43,63	4	1	18	1
15	x	x	x												0,5284	-5.339	7,38	9,74	6,64	41,41	7	6	14	7
16	x	x	x												0,5270	-5.340	7,39	9,74	6,63	41,34	8	7	12	7
17	x	x	x												0,4323	-5.538	7,66	9,82	6,74	38,33	18	18	1	15
18	x	x	x												0,5858	-5.225	7,23	9,86	6,80	43,93	3	2	19	2
19	x	x	x	x											0,5289	-5.339	7,39	9,73	6,63	41,13	6	8	11	3
20	x	x	x	x											0,5294	-5.339	7,39	9,73	6,65	41,11	5	10	10	3
21	x	x	x	x											0,5855	-5.225	7,24	9,87	6,81	44,12	2	3	20	3
22	x	x	x	x											0,5854	-5.225	7,24	9,87	6,81	44,17	1	4	21	6

Die Tabelle figuriert Konstellationen für eine Strompreisregression in der 13. Tageszeitstunde. Die unabhängigen Variablen sind wie folgt indexiert: (1) Konstante, (2) P\_min, (3) P\_max, (4) Pump, (5) Wind, (6) Ave\_wind, (7) Ave\_log\_wind, (8) D\_ave\_log\_wind, (9) PV, (10) Ave\_pv, (11) Ave\_log\_pv, (12) D\_ave\_log\_pv, (13) Residual\_Load und (14) Export. Eine unterlegte Wärmekarte differenziert zur besseren Vergleichbarkeit gute (grün) von ungenügenden (rot) Resultaten. Dabei kann Konfiguration 4 nicht geschätzt werden. Als optimale Kombination hat sich Konfiguration 14 herauskristallisiert.

Tab. 35: Modellkonfiguration der 14. Zeitstunde

Konf.	Unabhängige Variablen														Statistische Auswertung						Rangfolge			
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	R <sup>2</sup>	Log Likelihood	SIC	RMSE	MAE	MAPE	Log Likelihood	SIC	MAPE	Gesamt
1	x	x	x												0,3359	-5.693	7,85	11,67	7,10	487,86	20	20	20	20
2	x	x	x	x											0,3008	-5.729	7,91	11,90	7,35	503,32	21	21	21	21
3	x	x	x		x										0,3646	-5.656	7,81	11,49	7,00	458,78	19	19	19	19
4	x	x	x			x									0,5509	-5.324	7,35	10,79	6,73	356,87	8	8	13	8
5	x	x	x				x								0,4847	-5.509	7,61	11,01	6,71	352,89	18	18	12	16
6	x	x	x					x							0,5116	-5.382	7,44	11,24	6,77	379,92	15	15	15	15
7	x	x	x						x						0,4855	-5.428	7,50	11,22	6,81	397,79	17	17	17	17
8	x	x	x							x					0,5170	-5.364	7,41	10,83	6,57	325,72	12	10	10	11
9	x	x	x								x				0,5140	-5.370	7,42	11,40	7,05	375,79	13	13	14	13
10	x	x	x									x			0,5103	-5.381	7,44	11,81	7,32	396,57	14	14	16	14
11	x	x	x										x		0,4848	-5.424	7,50	11,29	6,80	402,91	16	16	18	17
12	x	x	x											x	0,2756	-5.849	8,08	12,16	7,58	530,97	22	22	22	22
13	x	x	x			x					x				0,6109	-5.183	7,17	10,42	6,73	247,31	7	2	6	5
14	x	x	x									x			0,5180	-5.356	7,41	10,84	6,54	326,73	9	9	11	8
15	x	x	x	x									x		0,5178	-5.357	7,41	10,84	6,55	323,32	11	12	9	11
16	x	x	x											x	0,5188	-5.356	7,41	10,83	6,56	317,47	10	11	8	8
17	x	x	x			x								x	0,6138	-5.175	7,16	10,45	6,75	238,74	4	1	3	2
18	x	x	x			x							x		0,6113	-5.179	7,17	10,42	6,71	248,50	5	5	7	6
19	x	x	x	x		x									0,6109	-5.180	7,17	10,41	6,72	246,67	6	6	5	6
20	x	x	x	x		x								x	0,6138	-5.175	7,17	10,45	6,75	238,80	3	4	4	4
21	x	x	x			x							x	x	0,6140	-5.175	7,17	10,45	6,76	236,76	1	3	1	1
22	x	x	x	x		x							x	x	0,6140	-5.175	7,17	10,45	6,76	236,80	1	7	2	3

Die Tabelle verdeutlicht Konfigurationen für eine Strompreisregression zur 14. Tageszeitstunde. Die unabhängigen Variablen sind wie folgt indexiert: (1) Konstante, (2) P\_min, (3) P\_max, (4) Pump, (5) Wind, (6) Ave\_wind, (7) Ave\_log\_wind, (8) D\_ave\_log\_wind, (9) PV, (10) Ave\_pv, (11) Ave\_log\_pv, (12) D\_ave\_log\_pv, (13) Residual\_Load und (14) Export. Eine unterlegte Wärmekarte differenziert zur besseren Vergleichbarkeit gute (grün) von ungenügenden (rot) Resultaten. Als optimale Kombination hat sich Konfiguration 17 herauskristallisiert, weil die vermeintlich bessere Kombination 21 statistisch insignifikante energiebezogene Erklärungsvariablen enthält.

Tab. 36: Modellkonfiguration der 15. Zeitstunde

Konf.	Unabhängige Variablen														Statistische Auswertung						Rangfolge			
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	R <sup>2</sup>	Log Likelihood	SIC	RMSE	MAE	MAPE	Log Likelihood	SIC	MAPE	Gesamt
1	x	x	x												0,4716	-5.421	7,48	12,35	6,63	230,78	21	18	17	19
2	x	x	x	x											0,4720	-5.419	7,49	12,35	6,64	231,56	20	21	18	21
3	x	x	x		x										0,4728	-5.415	7,48	12,35	6,66	233,51	18	19	19	19
4	x	x	x			x									0,3402	-5.668	7,82	12,54	7,25	235,74	22	22	20	22
5	x	x	x				x								0,5155	-5.351	7,39	12,13	6,84	209,05	12	12	12	12
6	x	x	x					x							0,4983	-5.368	7,42	12,35	6,65	216,38	13	14	13	13
7	x	x	x						x						0,4728	-5.414	7,48	12,27	6,56	226,75	17	16	15	15
8	x	x	x							x					0,5003	-5.350	7,39	11,94	6,51	200,04	11	9	10	10
9	x	x	x								x				0,4929	-5.370	7,42	15,28	9,87	359,97	14	13	22	16
10	x	x	x									x			0,4821	-5.394	7,45	12,55	6,98	240,55	15	15	21	17
11	x	x	x										x		0,4719	-5.417	7,49	12,34	6,64	230,76	19	20	16	18
12	x	x	x											x	0,4721	-5.410	7,48	12,33	6,61	223,13	16	17	14	14
13	x	x	x				x				x				0,5696	-5.222	7,22	12,00	7,05	168,27	7	2	6	6
14	x	x	x									x			0,5013	-5.343	7,39	11,94	6,51	195,72	9	10	8	8
15	x	x	x										x		0,4993	-5.342	7,39	12,00	6,53	200,04	8	8	11	8
16	x	x	x	x										x	0,4992	-5.344	7,39	11,98	6,53	199,46	10	11	9	10
17	x	x	x				x							x	0,5715	-5.215	7,22	12,02	7,07	163,80	2	1	4	1
18	x	x	x					x					x		0,5704	-5.220	7,22	11,98	7,03	169,79	6	5	7	7
19	x	x	x	x					x						0,5693	-5.219	7,22	12,00	7,05	168,05	5	4	5	5
20	x	x	x	x						x				x	0,5713	-5.215	7,22	12,02	7,07	163,76	1	3	3	1
21	x	x	x										x	x	0,5728	-5.216	7,23	12,01	7,07	163,40	4	6	2	4
22	x	x	x	x									x	x	0,5727	-5.216	7,23	12,00	7,07	163,34	3	7	1	3

Die Tabelle vergegenwärtigt in Frage kommende Kombinationsmöglichkeiten für eine Strompreisregression für die 15. Tageszeitstunde. Die unabhängigen Variablen sind wie folgt indexiert: (1) Konstante, (2) P\_min, (3) P\_max, (4) Pump, (5) Wind, (6) Ave\_wind, (7) Ave\_log\_wind, (8) D\_ave\_log\_wind, (9) PV, (10) Ave\_pv, (11) Ave\_log\_pv, (12) D\_ave\_log\_pv, (13) Residual\_Load und (14) Export. Eine unterlegte Wärmekarte differenziert zur besseren Vergleichbarkeit gute (grün) von ungenügenden (rot) Resultaten. Als optimale Kombination hat sich Konfiguration 17 herauskristallisiert, da die ranggleiche Kombination 20 statistisch insignifikante energiebezogene Erklärungsvariablen enthält.

Tab. 37: Modellkonfiguration der 16. Zeitstunde

Konf.	Unabhängige Variablen														Statistische Auswertung						Rangfolge			
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	R <sup>2</sup>	Log Likelihood	SIC	RMSE	MAE	MAPE	Log Likelihood	SIC	MAPE	Gesamt
1	x	x	x												0,5194	-5.305	7,32	10,05	6,07	114,70	21	17	14	17
2	x	x	x	x											0,5195	-5.301	7,33	10,05	6,07	114,39	18	20	13	16
3	x	x	x		x										0,5207	-5.309	7,33	10,05	6,13	114,93	22	22	15	22
4	x	x	x			x									0,5789	-5.205	7,19	9,56	6,13	89,70	11	6	6	10
5	x	x	x				x								0,5644	-5.235	7,23	9,82	6,16	118,85	12	12	18	12
6	x	x	x					x							0,5481	-5.257	7,27	10,01	6,04	127,24	14	14	21	15
7	x	x	x						x						0,5198	-5.304	7,33	10,02	6,06	116,07	20	18	16	20
8	x	x	x							x					0,5370	-5.255	7,26	9,84	6,12	121,53	13	13	19	13
9	x	x	x								x				0,5298	-5.282	7,30	10,18	6,36	134,06	15	15	22	17
10	x	x	x									x			0,5239	-5.292	7,31	10,18	6,28	124,45	16	16	20	17
11	x	x	x										x		0,5197	-5.300	7,33	10,04	6,07	114,21	17	19	12	14
12	x	x	x											x	0,5199	-5.304	7,33	10,07	6,08	116,18	19	21	17	21
13	x	x	x			x				x					0,6147	-5.108	7,06	9,47	6,32	90,52	5	1	11	5
14	x	x	x			x						x			0,5792	-5.201	7,19	9,54	6,13	88,91	9	10	3	8
15	x	x	x	x		x									0,5801	-5.199	7,19	9,56	6,16	89,24	7	7	4	6
16	x	x	x			x							x		0,5800	-5.200	7,19	9,57	6,16	89,92	8	8	9	11
17	x	x	x	x		x				x					0,6152	-5.102	7,06	9,48	6,34	89,79	4	2	8	2
18	x	x	x	x		x						x			0,5791	-5.201	7,20	9,53	6,20	86,71	10	11	1	8
19	x	x	x	x		x							x		0,5812	-5.197	7,19	9,58	6,19	89,60	6	9	5	7
20	x	x	x	x		x				x			x		0,6167	-5.099	7,06	9,51	6,36	90,03	2	3	10	3
21	x	x	x	x		x				x		x			0,6152	-5.102	7,07	9,48	6,34	89,76	3	5	7	3
22	x	x	x	x		x				x		x	x		0,6181	-5.096	7,07	9,49	6,38	88,68	1	4	2	1

Aus der Tabelle können Modellkonstellationen für eine Strompreisregression für die 16. Tageszeitstunde entnommen werden. Die unabhängigen Variablen sind wie folgt indiziert: (1) Konstante, (2) P\_min, (3) P\_max, (4) Pump, (5) Wind, (6) Ave\_wind, (7) Ave\_log\_wind, (8) D\_ave\_log\_wind, (9) PV, (10) Ave\_pv, (11) Ave\_log\_pv, (12) D\_ave\_log\_pv, (13) Residual\_Load und (14) Export. Eine unterlegte Wärmekarte differenziert zur besseren Vergleichbarkeit gute (grün) von ungenügenden (rot) Resultaten. Als optimale Kombination hat sich Konfiguration 22 herauskristallisiert.

Tab. 38: Modellkonfiguration der 17. Zeitzunde

Konf.	Unabhängige Variablen														Statistische Auswertung						Rangfolge			
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	R <sup>2</sup>	Log Likelihood	SIC	RMSE	MAE	MAPE	Log Likelihood	SIC	MAPE	Gesamt
1	x	x	x												0,5816	-5.195	7,17	10,27	6,04	30,23	21	15	14	16
2	x	x	x	x											0,5818	-5.189	7,17	10,27	6,05	30,25	17	18	17	18
3	x	x	x		x										0,5824	-5.194	7,18	10,25	6,07	30,31	19	20	18	21
4	x	x	x			x									0,6527	-5.063	7,00	9,72	6,10	28,69	10	6	2	6
5	x	x	x				x								0,6346	-5.098	7,04	10,02	6,13	29,17	11	11	8	11
6	x	x	x					x							0,6145	-5.132	7,09	10,21	6,01	29,14	12	12	7	12
7	x	x	x						x						0,5816	-5.195	7,18	10,26	6,04	30,23	20	21	15	20
8	x	x	x							x					0,5884	-5.171	7,14	10,16	6,19	30,78	13	13	20	13
9	x	x	x								x				0,5841	-5.187	7,17	10,27	6,26	31,10	14	14	21	15
10	x	x	x									x			0,5823	-5.189	7,17	10,29	6,10	30,39	15	16	19	16
11	x	x	x										x		0,5819	-5.190	7,17	10,27	6,05	30,24	18	19	16	19
12	x	x	x											x	0,5817	-5.189	7,17	10,27	6,05	30,19	16	17	13	13
13	x	x	x			x					x				0,6703	-5.008	6,93	9,70	6,39	29,57	4	2	9	1
14	x	x	x			x							x		0,6527	-5.058	7,00	9,73	6,12	28,77	8	8	5	10
15	x	x	x	x		x									0,6546	-5.055	6,99	9,71	6,10	28,75	7	5	3	1
16	x	x	x			x							x		0,6529	-5.060	7,00	9,72	6,10	28,64	9	10	1	9
17	x	x	x	x		x					x				0,6711	-5.001	6,93	9,71	6,40	29,65	3	1	11	1
18	x	x	x	x		x							x		0,6545	-5.055	7,00	9,71	6,09	28,77	6	9	4	8
19	x	x	x	x		x								x	0,6545	-5.054	7,00	9,72	6,12	28,87	5	7	6	6
20	x	x	x	x		x					x			x	0,6711	-4.998	6,93	9,72	6,41	29,69	2	3	12	5
21	x	x	x	x		x					x			x	0,4511	-5.748	7,95	10,62	7,70	34,93	22	22	22	22
22	x	x	x	x		x					x		x		0,6722	-4.996	6,93	9,69	6,43	29,60	1	4	10	1

Die Tabelle kennzeichnet mögliche Modellkonstellationen für eine Strompreisregression für die 17. Tageszeitunde. Die unabhängigen Variablen sind wie folgt indiziert: (1) Konstante, (2) P\_min, (3) P\_max, (4) Pump, (5) Wind, (6) Ave\_wind, (7) Ave\_log\_wind, (8) D\_ave\_log\_wind, (9) PV, (10) Ave\_pv, (11) Ave\_log\_pv, (12) D\_ave\_log\_pv, (13) Residual\_Load und (14) Export. Eine unterlegte Wärmekarte differenziert zur besseren Vergleichbarkeit gute (grün) von ungenügenden (rot) Resultaten. Als optimale Kombination hat sich Konfiguration 15 aufgrund des besseren MAPE gegenüber den ranggleichen Kombinationen 13, 17 und 22 herausgestellt.

Tab. 39: Modellkonfiguration der 18. Zeitstunde

Konf.	Unabhängige Variablen														Statistische Auswertung						Rangfolge			
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	R <sup>2</sup>	Log Likelihood	SIC	RMSE	MAE	MAPE	Log Likelihood	SIC	MAPE	Gesamt
1	x	x	x												0,6158	-5.223	7,21	9,11	5,89	31,26	22	15	19	18
2	x	x	x	x											0,6170	-5.215	7,21	9,13	5,93	31,60	14	14	22	16
3	x	x	x		x										0,6155	-5.223	7,21	9,11	5,90	31,21	20	21	16	20
4	x	x	x			x									0,6648	-5.096	7,04	8,49	5,71	26,64	11	9	6	9
5	x	x	x				x								0,6526	-5.123	7,08	8,74	5,79	28,64	12	12	12	12
6	x	x	x					x							0,6430	-5.150	7,12	8,84	5,75	30,27	13	13	13	13
7	x	x	x						x						0,6155	-5.222	7,21	9,12	5,89	31,40	19	20	21	21
8	x	x	x							x					0,6165	-5.221	7,21	9,09	5,89	31,06	18	17	14	15
9	x	x	x								x				0,6159	-5.223	7,21	9,10	5,89	31,26	21	22	17	21
10	x	x	x									x			0,6163	-5.218	7,21	9,12	5,90	31,26	16	18	18	17
11	x	x	x										x		0,6162	-5.218	7,21	9,11	5,89	31,27	17	19	20	18
12	x	x	x											x	0,6158	-5.217	7,21	9,10	5,89	31,19	15	16	15	14
13	x	x	x			x									0,6646	-5.090	7,04	8,50	5,72	26,64	9	10	7	9
14	x	x	x			x				x					0,6678	-5.085	7,03	8,51	5,85	26,38	8	3	3	5
15	x	x	x	x		x									0,6662	-5.084	7,03	8,51	5,75	27,06	7	7	11	8
16	x	x	x			x							x		0,6650	-5.091	7,04	8,49	5,71	26,66	10	11	8	11
17	x	x	x	x		x				x					0,6691	-5.074	7,03	8,53	5,90	26,83	3	1	10	5
18	x	x	x			x					x				0,6676	-5.079	7,03	8,52	5,85	26,37	5	5	2	2
19	x	x	x			x						x			0,6680	-5.081	7,03	8,51	5,85	26,38	6	6	4	7
20	x	x	x	x		x				x					0,6688	-5.072	7,03	8,54	5,91	26,83	2	2	9	3
21	x	x	x			x						x	x		0,6681	-5.078	7,04	8,55	5,88	26,08	4	8	1	3
22	x	x	x	x		x				x			x		0,6694	-5.071	7,03	8,57	5,93	26,43	1	4	5	1

In der Tabelle werden sämtliche Modellkonstellationen für eine Strompreisregression der 18. Tageszeitstunde aufgeführt. Die unabhängigen Variablen sind wie folgt indiziert: (1) Konstante, (2) P\_min, (3) P\_max, (4) Pump, (5) Wind, (6) Ave\_wind, (7) Ave\_log\_wind, (8) D\_ave\_log\_wind, (9) PV, (10) Ave\_pv, (11) Ave\_log\_pv, (12) D\_ave\_log\_pv, (13) Residual\_Load und (14) Export. Eine unterlegte Wärmekarte differenziert zur besseren Vergleichbarkeit gute (grün) von ungenügenden (rot) Resultaten. Als optimale Kombination hat sich Konfiguration 22 herauskristallisiert.

Tab. 40: Modellkonfiguration der 19. Zeitstunde

Konf.	Unabhängige Variablen														Statistische Auswertung						Rangfolge			
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	R <sup>2</sup>	Log Likelihood	SIC	RMSE	MAE	MAPE	Log Likelihood	SIC	MAPE	Gesamt
1	x	x	x												0,5727	-5.322	7,34	8,19	5,40	18,56	22	14	18	17
2	x	x	x	x											0,5731	-5.318	7,35	8,18	5,42	18,66	15	18	22	18
3	x	x	x		x										0,5729	-5.322	7,35	8,19	5,39	18,56	21	21	20	22
4	x	x	x			x									0,6178	-5.201	7,19	7,72	5,34	16,94	11	1	2	2
5	x	x	x				x								0,6074	-5.225	7,22	7,89	5,35	17,63	12	12	12	12
6	x	x	x					x							0,6039	-5.250	7,26	8,03	5,26	18,00	13	13	13	13
7	x	x	x						x						0,5731	-5.321	7,35	8,19	5,40	18,58	20	19	21	21
8	x	x	x							x					0,5726	-5.321	7,35	8,20	5,40	18,53	18	16	16	15
9	x	x	x								x				0,5729	-5.321	7,35	8,23	5,41	18,53	19	17	15	16
10	x	x	x									x			0,5735	-5.318	7,35	8,20	5,41	18,56	16	20	19	18
11	x	x	x										x		0,5727	-5.318	7,35	8,19	5,40	18,55	17	22	17	20
12	x	x	x											x	0,5736	-5.317	7,35	8,16	5,38	18,49	14	15	14	14
13	x	x	x			x									0,6183	-5.196	7,19	7,71	5,37	17,03	8	3	6	4
14	x	x	x			x				x					0,6181	-5.201	7,19	7,73	5,36	17,01	10	6	5	9
15	x	x	x	x		x									0,6182	-5.195	7,19	7,69	5,34	16,98	7	2	4	1
16	x	x	x			x						x			0,6177	-5.198	7,19	7,73	5,34	16,92	9	7	1	4
17	x	x	x	x		x							x		0,6181	-5.195	7,19	7,70	5,35	16,97	6	9	3	7
18	x	x	x	x		x								x	0,6188	-5.192	7,19	7,68	5,36	17,07	4	4	8	3
19	x	x	x	x		x				x					0,6184	-5.195	7,19	7,70	5,36	17,05	5	8	7	8
20	x	x	x	x		x							x	x	0,6189	-5.189	7,19	7,72	5,44	17,15	2	5	10	4
21	x	x	x	x		x								x	0,6190	-5.192	7,19	7,69	5,39	17,14	3	10	9	10
22	x	x	x	x		x				x			x	x	0,6192	-5.189	7,19	7,73	5,47	17,24	1	11	11	11

Die Tabelle symbolisiert denkbare Modellkonfigurationen für eine Strompreisregression in der 19. Tageszeitstunde. Die unabhängigen Variablen sind wie folgt indiziert: (1) Konstante, (2) P\_min, (3) P\_max, (4) Pump, (5) Wind, (6) Ave\_wind, (7) Ave\_log\_wind, (8) D\_ave\_log\_wind, (9) PV, (10) Ave\_pv, (11) Ave\_log\_pv, (12) D\_ave\_log\_pv, (13) Residual\_Load und (14) Export. Eine unterlegte Wärmekarte differenziert zur besseren Vergleichbarkeit gute (grün) von ungenügenden (rot) Resultaten. Als optimale Kombination hat sich Konfiguration 15 herauskristallisiert.

Tab. 41: Modellkonfiguration der 20. Zeitstunde

Konf.	Unabhängige Variablen														Statistische Auswertung						Rangfolge			
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	R <sup>2</sup>	Log Likelihood	SIC	RMSE	MAE	MAPE	Log Likelihood	SIC	MAPE	Gesamt
1	x	x	x												0,5168	-5.269	7,27	7,86	5,54	21,84	22	17	15	17
2	x	x	x	x											0,5183	-5.263	7,27	7,87	5,58	22,02	17	19	20	19
3	x	x	x		x										0,5171	-5.268	7,28	7,86	5,53	21,88	21	21	17	21
4	x	x	x			x									0,5738	-5.156	7,12	7,35	5,37	18,97	10	4	7	8
5	x	x	x				x								0,5617	-5.178	7,15	7,52	5,40	20,24	11	11	12	11
6	x	x	x					x							0,5554	-5.198	7,19	7,72	5,39	20,98	12	12	13	12
7	x	x	x						x						0,5184	-5.267	7,27	7,87	5,54	21,98	20	20	19	21
8	x	x	x							x					0,5180	-5.260	7,26	7,91	5,59	21,77	14	14	14	14
9	x	x	x								x				0,5178	-5.264	7,27	8,10	5,67	22,11	18	15	21	17
10	x	x	x									x			0,5194	-5.260	7,27	8,06	5,66	22,24	15	16	22	16
11	x	x	x										x		0,5173	-5.265	7,28	7,85	5,53	21,84	19	22	16	20
12	x	x	x											x	0,5195	-5.261	7,27	7,84	5,53	21,91	16	18	18	15
13	x	x	x			x				x					0,5729	-5.153	7,12	7,35	5,33	18,85	8	6	2	5
14	x	x	x			x								x	0,5783	-5.219	7,22	7,37	5,45	19,32	13	13	11	12
15	x	x	x	x		x									0,5748	-5.150	7,12	7,36	5,39	19,06	7	7	10	9
16	x	x	x			x							x		0,5738	-5.153	7,13	7,35	5,36	18,96	9	9	6	9
17	x	x	x	x		x				x					0,5740	-5.147	7,13	7,36	5,33	18,90	5	8	5	7
18	x	x	x			x				x			x		0,5730	-5.150	7,13	7,34	5,32	18,84	6	10	1	6
19	x	x	x			x				x				x	0,5761	-5.143	7,12	7,34	5,31	18,88	4	2	3	1
20	x	x	x			x				x			x	x	0,5770	-5.142	7,12	7,34	5,34	18,89	3	5	4	3
21	x	x	x	x		x				x				x	0,5778	-5.139	7,12	7,36	5,34	19,00	2	1	8	2
22	x	x	x	x		x				x			x	x	0,5789	-5.137	7,12	7,37	5,37	19,03	1	3	9	4

Die Tabelle weist alle Konstellationen für eine Strompreisregression in der 20. Tageszeitstunde aus. Die unabhängigen Variablen sind wie folgt indexiert: (1) Konstante, (2) P\_min, (3) P\_max, (4) Pump, (5) Wind, (6) Ave\_wind, (7) Ave\_log\_wind, (8) D\_ave\_log\_wind, (9) PV, (10) Ave\_pv, (11) Ave\_log\_pv, (12) D\_ave\_log\_pv, (13) Residual\_Load und (14) Export. Eine unterlegte Wärmekarte differenziert zur besseren Vergleichbarkeit gute (grün) von ungenügenden (rot) Resultaten. Als optimale Kombination hat sich Konfiguration 19 herauskristallisiert.

Tab. 42: Modellkonfiguration der 21. Zeitstunde

Konf.	Unabhängige Variablen														Statistische Auswertung						Rangfolge			
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	R <sup>2</sup>	Log Likelihood	SIC	RMSE	MAE	MAPE	Log Likelihood	SIC	MAPE	Gesamt
1	x	x	x												0,5030	-5.022	6,93	6,63	4,71	24,82	21	14	15	15
2	x	x	x	x											0,5042	-5.017	6,94	6,65	4,75	24,91	16	18	18	16
3	x	x	x		x										0,5030	-5.022	6,94	6,63	4,71	24,81	20	21	14	20
4	x	x	x			x									0,5789	-4.890	6,76	6,21	4,58	20,54	10	4	2	4
5	x	x	x				x								0,5645	-4.915	6,79	6,45	4,69	22,73	11	11	11	11
6	x	x	x					x							0,5521	-4.939	6,83	6,70	4,70	24,54	12	12	12	12
7	x	x	x						x						0,5034	-5.021	6,94	6,64	4,71	24,94	19	20	19	21
8	x	x	x							x					0,5062	-5.015	6,93	6,64	4,76	24,72	13	13	13	13
9	x	x	x								x				0,5047	-5.018	6,93	6,73	4,79	25,22	18	15	21	19
10	x	x	x									x			0,5041	-5.017	6,94	6,69	4,74	25,14	15	17	20	16
11	x	x	x										x		0,5039	-5.017	6,94	6,63	4,69	24,82	17	19	16	16
12	x	x	x											x	0,5039	-5.016	6,94	6,63	4,70	24,86	14	16	17	14
13	x	x	x			x					x				0,5791	-4.889	6,76	6,19	4,56	20,47	9	7	1	6
14	x	x	x			x							x		0,5806	-4.880	6,75	6,24	4,60	20,64	6	1	9	4
15	x	x	x			x							x		0,5793	-4.886	6,76	6,22	4,57	20,56	7	8	4	9
16	x	x	x	x		x									0,5794	-4.886	6,76	6,22	4,60	20,60	8	9	6	10
17	x	x	x			x					x				0,5807	-4.879	6,76	6,22	4,58	20,57	4	3	5	1
18	x	x	x			x						x		x	0,5806	-4.880	6,76	6,24	4,61	20,63	5	5	8	7
19	x	x	x	x		x								x	0,5814	-4.878	6,76	6,26	4,63	20,72	2	2	10	3
20	x	x	x	x		x					x			x	0,3859	-5.460	7,56	8,47	6,99	29,53	22	22	22	22
21	x	x	x			x					x		x		0,5808	-4.879	6,76	6,22	4,58	20,56	3	6	3	1
22	x	x	x	x		x					x		x		0,5816	-4.877	6,76	6,24	4,61	20,63	1	10	7	7

Mittels der Tabelle werden alle Modellvarianten zur Strompreisregression der 21. Tageszeitstunde erfasst. Die unabhängigen Variablen sind wie folgt indiziert: (1) Konstante, (2) P\_min, (3) P\_max, (4) Pump, (5) Wind, (6) Ave\_wind, (7) Ave\_log\_wind, (8) D\_ave\_log\_wind, (9) PV, (10) Ave\_pv, (11) Ave\_log\_pv, (12) D\_ave\_log\_pv, (13) Residual\_Load und (14) Export. Eine unterlegte Wärmekarte differenziert zur besseren Vergleichbarkeit gute (grün) von ungenügenden (rot) Resultaten. Als optimale Kombination hat sich Konfiguration 19 herauskristallisiert. Die vermeintlich besseren Kombinationen 17 sowie 21 beinhalten statistisch insignifikante energiebezogene Erklärungsvariablen.

Tab. 43: Modellkonfiguration der 22. Zeitstunde

Konf.	Unabhängige Variablen														Statistische Auswertung						Rangfolge			
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	R <sup>2</sup>	Log Likelihood	SIC	RMSE	MAE	MAPE	Log Likelihood	SIC	MAPE	Gesamt
1	x	x	x												0,4924	-4.868	6,72	5,82	4,07	110,44	14	11	13	13
2	x	x	x	x											0,4932	-4.864	6,73	5,84	4,11	110,52	13	14	14	14
3	x	x	x		x										0,4928	-4.864	6,73	5,80	4,04	110,08	12	13	11	12
4	x	x	x			x									0,5714	-4.750	6,57	5,32	3,98	76,52	7	2	5	5
5	x	x	x				x								0,5600	-4.765	6,59	5,71	4,14	93,38	8	8	8	8
6	x	x	x					x							0,5520	-4.771	6,60	6,00	4,16	98,46	9	9	9	9
7	x	x	x								x				0,4939	-4.860	6,72	5,82	4,04	109,86	10	10	10	10
8	x	x	x									x			0,4934	-4.863	6,73	5,81	4,05	110,15	11	12	12	11
9	x	x	x			x						x			0,5720	-4.745	6,57	5,33	3,97	76,97	5	4	7	6
10	x	x	x			x						x			0,5733	-4.741	6,56	5,34	3,99	76,10	4	1	1	1
11	x	x	x	x		x									0,5716	-4.747	6,57	5,33	3,99	76,71	6	6	6	7
12	x	x	x			x					x	x			0,5733	-4.741	6,57	5,34	3,98	76,35	3	5	2	3
13	x	x	x	x		x						x			0,5737	-4.740	6,57	5,36	4,00	76,37	2	3	3	2
14	x	x	x	x		x					x	x			0,5736	-4.740	6,57	5,36	4,00	76,51	1	7	4	4

Die Tabelle gibt alle Kombinationen für eine Strompreisregression der 22. Tageszeitstunde wieder. Die unabhängigen Variablen sind wie folgt indiziert: (1) Konstante, (2) P\_min, (3) P\_max, (4) Pump, (5) Wind, (6) Ave\_wind, (7) Ave\_log\_wind, (8) D\_ave\_log\_wind, (9) PV, (10) Ave\_pv, (11) Ave\_log\_pv, (12) D\_ave\_log\_pv, (13) Residual\_Load und (14) Export. Eine unterlegte Wärmekarte differenziert zur besseren Vergleichbarkeit gute (grün) von ungenügenden (rot) Resultaten. Als optimale Kombination hat sich Konfiguration 10 herauskristallisiert.

Tab. 44: Modellkonfiguration der 23. Zeitstunde

Konf.	Unabhängige Variablen														Statistische Auswertung						Rangfolge			
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	R <sup>2</sup>	Log Likelihood	SIC	RMSE	MAE	MAPE	Log Likelihood	SIC	MAPE	Gesamt
1	x	x	x												0,4578	-4.794	6,62	5,34	3,94	18,93	14	11	11	11
2	x	x	x	x											0,4594	-4.787	6,62	5,38	3,94	18,99	11	12	13	11
3	x	x	x		x										0,4575	-4.794	6,63	5,35	3,92	18,95	13	13	12	14
4	x	x	x			x									0,5478	-4.671	6,46	5,00	3,86	16,30	7	1	5	5
5	x	x	x				x								0,5311	-4.696	6,49	5,49	4,18	18,72	8	8	9	8
6	x	x	x					x							0,5196	-4.705	6,51	5,59	4,14	19,04	9	9	14	10
7	x	x	x								x				0,4598	-4.786	6,62	5,33	3,85	18,68	10	10	8	9
8	x	x	x									x			0,4579	-4.790	6,63	5,33	3,92	18,85	12	14	10	11
9	x	x	x			x						x			0,5492	-4.666	6,46	5,00	3,84	16,30	4	2	3	1
10	x	x	x			x						x			0,5490	-4.666	6,46	5,00	3,85	16,24	5	3	1	1
11	x	x	x	x		x									0,5485	-4.667	6,46	5,01	3,86	16,38	6	4	7	7
12	x	x	x			x					x	x			0,5497	-4.664	6,46	5,00	3,84	16,25	2	5	2	1
13	x	x	x	x		x						x			0,5496	-4.665	6,46	5,01	3,84	16,35	3	6	6	6
14	x	x	x	x		x						x	x		0,5505	-4.663	6,47	5,01	3,84	16,30	1	7	4	4

Die Tabelle stellt die möglichen Modellvarianten für eine Strompreisregression der 23. Tageszeitstunde dar. Die unabhängigen Variablen sind wie folgt indexiert: (1) Konstante, (2) P\_min, (3) P\_max, (4) Pump, (5) Wind, (6) Ave\_wind, (7) Ave\_log\_wind, (8) D\_ave\_log\_wind, (9) PV, (10) Ave\_pv, (11) Ave\_log\_pv, (12) D\_ave\_log\_pv, (13) Residual\_Load und (14) Export. Eine unterlegte Wärmekarte differenziert zur besseren Vergleichbarkeit gute (grün) von ungenügenden (rot) Resultaten. Als optimale Kombination hat sich Konfiguration 10 herauskristallisiert, weil sie den besseren MAPE gegenüber den ranggleichen Kombinationen 9 und 12 aufweist.

Tab. 45: Modellkonfiguration der 24. Zeitstunde

Konf.	Unabhängige Variablen														Statistische Auswertung						Rangfolge			
	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	R <sup>2</sup>	Log Likelihood	SIC	RMSE	MAE	MAPE	Log Likelihood	SIC	MAPE	Gesamt
1	x	x	x												0,3923	-4.674	6,46	5,91	3,84	21,13	13	11	12	12
2	x	x	x	x											0,3928	-4.670	6,46	5,92	3,84	21,14	12	13	13	13
3	x	x	x		x										0,2797	-4.959	6,85	6,60	4,81	24,90	14	14	14	14
4	x	x	x			x									0,4847	-4.613	6,38	5,19	3,62	18,11	9	9	7	8
5	x	x	x				x								0,4496	-4.591	6,35	5,79	3,87	20,49	8	7	8	7
6	x	x	x					x							0,4294	-4.591	6,35	6,00	3,99	21,12	7	8	11	9
7	x	x	x								x				0,3874	-4.666	6,46	5,92	3,81	21,07	10	10	9	10
8	x	x	x									x			0,3918	-4.670	6,46	5,91	3,82	21,08	11	12	10	11
9	x	x	x			x						x			0,4803	-4.549	6,30	5,12	3,51	17,65	5	2	5	4
10	x	x	x			x						x			0,4805	-4.547	6,27	5,12	3,51	17,61	3	1	3	1
11	x	x	x	x		x									0,4824	-4.550	6,30	5,12	3,52	17,65	6	3	6	6
12	x	x	x			x					x	x			0,4793	-4.547	6,30	5,12	3,50	17,61	2	4	2	2
13	x	x	x	x		x						x			0,4805	-4.547	6,30	5,12	3,51	17,61	3	5	4	4
14	x	x	x	x		x					x	x			0,4793	-4.547	6,31	5,12	3,50	17,60	1	6	1	2

Die Tabelle zeigt sämtliche Modellalternativen für eine Strompreisregression der 24. Tageszeitstunde dar. Die unabhängigen Variablen sind wie folgt indexiert: (1) Konstante, (2) P\_min, (3) P\_max, (4) Pump, (5) Wind, (6) Ave\_wind, (7) Ave\_log\_wind, (8) D\_ave\_log\_wind, (9) PV, (10) Ave\_pv, (11) Ave\_log\_pv, (12) D\_ave\_log\_pv, (13) Residual\_Load und (14) Export. Eine unterlegte Wärmekarte differenziert zur besseren Vergleichbarkeit gute (grün) von ungenügenden (rot) Resultaten. Als optimale Kombination hat sich Konfiguration 10 herauskristallisiert.

Tab. 46: Koeffizienten der Hauptgleichungen für die Zeitstunden 1 bis 12

h	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	GARCH
1	28,5427 (0,0000)	0,0181 (0,3153)	0,1371 (0,0000)			-0,0006 (0,0000)							-0,0001 (0,0005)	0,0003 (0,0000)	0,2544 (0,0029)	0,3814 (0,0000)	0,2273 (0,0000)	0,0804 (0,0000)	0,0903 (0,0000)	GARCH-M
2	24,3060 (0,0000)	0,0694 (0,0009)	0,1664 (0,0000)			-0,0006 (0,0000)							-0,0001 (0,0004)	0,0003 (0,0000)		0,3150 (0,0000)	0,1812 (0,0000)	0,1216 (0,0000)	0,0901 (0,0000)	TGARCH
3	26,7612 (0,0000)	-0,0612 (0,0012)	0,0772 (0,0000)	-0,0026 (0,0199)		-0,0008 (0,0000)								0,0005 (0,0000)		0,3899 (0,0000)	0,1516 (0,0000)	0,1293 (0,0000)	0,1045 (0,0000)	GARCH mit VR
4	-0,9189 (0,5763)	0,3300 (0,0000)	0,1215 (0,0000)			-0,0010 (0,0000)							0,0001 (0,0438)	0,0002 (0,0011)	2,6744 (0,0000)	0,0418 (0,0454)	0,0332 (0,0237)	0,0738 (0,0000)	0,0168 (0,0535)	GARCH-M
5	3,9860 (0,0201)	0,3072 (0,0000)	0,1399 (0,0000)			-0,0009 (0,0000)								0,0002 (0,0003)	2,0419 (0,0000)	0,0875 (0,0001)	0,0458 (0,0060)	0,1082 (0,0000)	0,0411 (0,0001)	GARCH-M
6	25,3186 (0,0000)	0,0150 (0,4001)	0,0808 (0,0000)			-0,0006 (0,0000)								0,0006 (0,0000)		0,2941 (0,0000)	0,1143 (0,0000)	0,3193 (0,0000)	0,2057 (0,0000)	TGARCH
7	35,9113 (0,0000)	-0,0517 (0,0021)	0,0764 (0,0000)			-0,0007 (0,0000)								0,0006 (0,0000)		0,2310 (0,0000)	0,1321 (0,0000)	0,5017 (0,0000)	0,3268 (0,0000)	GARCH mit VR
8	36,2096 (0,0000)	-0,0793 (0,0000)	0,1140 (0,0000)	0,0005 (0,0880)		-0,0008 (0,0000)							-0,6991 (0,0407)	0,0001 (0,0288)	0,0006 (0,0000)	0,1592 (0,0000)	0,1357 (0,0000)	0,5813 (0,0000)	0,3004 (0,0000)	GARCH mit VR
9	46,5383 (0,0000)	-0,0670 (0,0001)	0,0821 (0,0010)			-0,0009 (0,0000)							-1,3727 (0,0001)	0,0005 (0,0000)		0,2590 (0,0000)	0,1247 (0,0000)	0,5851 (0,0000)	0,2892 (0,0000)	GARCH mit VR
10	75,4181 (0,0000)	-0,0255 (0,1303)	0,0660 (0,0073)			-0,0010 (0,0000)					-4,0103 (0,0000)			0,0006 (0,0000)		0,2623 (0,0000)	0,1050 (0,0001)	0,4953 (0,0000)	0,3046 (0,0000)	GARCH ohne VR
11	88,1022 (0,0000)	-0,0185 (0,2695)	0,0500 (0,0438)			-0,0010 (0,0000)					-5,8186 (0,0000)			0,0006 (0,0000)		0,2576 (0,0000)	0,1126 (0,0001)	0,4469 (0,0000)	0,3022 (0,0000)	GARCH ohne VR
12	46,2480 (0,0000)	-0,0608 (0,0002)	0,0112 (0,6671)	0,0007 (0,0369)		-0,0010 (0,0000)							8,2836 (0,0000)			0,3145 (0,0000)	0,1747 (0,0000)	0,4315 (0,0000)	0,2822 (0,0000)	GARCH ohne VR

In der Tabelle werden die Koeffizienten der finalen Modellvarianten für die Tageszeitstunden 1 bis 12 gezeigt. Die zugehörigen p-Werte der Koeffizienten befinden sich unterhalb in Klammern gesetzt. Die Variablen lauten: (1) Konstante, (2) P\_min, (3) P\_max, (4) Pump, (5) Wind, (6) Ave\_wind, (7) Ave\_log\_wind, (8) D\_ave\_log\_wind, (9) PV, (10) Ave\_pv, (11) Ave\_log\_pv, (12) D\_ave\_log\_pv, (13) Residual\_Load, (14) Export und (15) als (zusätzlicher) GARCH-Effekt (Volatilität bzw. Quadratwurzel der bedingten Varianz bei GARCH-M-Variante) in der Hauptgleichung. Zusätzlich symbolisieren (16) den AR1-Term, (17) den AR2-Term, (18) den SAR7-Term sowie (19) den SAR28-Term.

Tab. 47: Koeffizienten der Hauptgleichungen für die Zeitstunden 13 bis 24

h	(1)	(2)	(3)	(4)	(5)	(6)	(7)	(8)	(9)	(10)	(11)	(12)	(13)	(14)	(15)	(16)	(17)	(18)	(19)	GARCH
13	107,7047	-0,0145	-0,0054				-6,6900			-0,0032						0,2714	0,1218	0,3979	0,2824	GARCH
	0,0000	0,3795	0,8223				0,0000			0,0000						0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	ohne VR
14	56,6858	-0,0208	-0,0291			-0,0011				-0,0034				0,0002		0,2395	0,1548	0,4521	0,2839	GARCH
	0,0000	0,2345	0,1953			0,0000				0,0000				0,0013		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	ohne VR
15	97,0490	0,0204	0,0031				-6,0796			-0,0031				0,0002		0,2226	0,1094	0,4117	0,2997	GARCH
	0,0000	0,2438	0,8887				0,0000			0,0000				0,0045		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	ohne VR
16	45,3406	-0,0147	0,0073	0,0011		-0,0009				-0,0023			0,0001	0,0003		0,1941	0,1149	0,4502	0,3166	GARCH
	0,0000	0,3788	0,7354	0,0262		0,0000				0,0000			0,0273	0,0006		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	ohne VR
17	44,5456	-0,0383	-0,0304	0,0012		-0,0009										0,3361	0,1527	0,4771	0,3055	GARCH
	0,0000	0,0092	0,1580	0,0042		0,0000										0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	mit VR
18	45,1413	-0,0356	-0,0214	0,0012		-0,0009				-0,0007			0,0001	0,0002		0,2995	0,1765	0,5119	0,2799	GARCH
	0,0000	0,0345	0,3865	0,0001		0,0000				0,0000			0,0779	0,0113		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	ohne VR
19	52,2704	-0,0646	-0,0459	0,0007		-0,0009										0,3435	0,2077	0,4663	0,2734	GARCH
	0,0000	0,0006	0,0740	0,0068		0,0000										0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	ohne VR
20	50,3045	-0,0477	-0,0028			-0,0008				0,0004				0,0003		0,2764	0,2726	0,4186	0,2861	GARCH
	0,0000	0,0077	0,9043			0,0000				0,0128				0,0001		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	ohne VR
21	48,8719	-0,0448	-0,0177	0,0005		-0,0007								0,0003		0,2629	0,2624	0,3950	0,2707	GARCH
	0,0000	0,0028	0,3826	0,0620		0,0000								0,0000		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	ohne VR
22	43,8562	-0,0436	0,0006			-0,0007								0,0002	-0,4835	0,2928	0,2471	0,2906	0,2911	GARCH-
	0,0000	0,0011	0,9718			0,0000								0,0005	0,0104	0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	M
23	42,6574	-0,0637	-0,0001			-0,0007								0,0002		0,3108	0,3152	0,1561	0,2072	GARCH
	0,0000	0,0000	0,9967			0,0000								0,0134		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	mit VR
24	35,9332	-0,0722	0,0144			-0,0006								0,0001		0,3398	0,3388	0,0901	0,0914	GARCH
	0,0000	0,0000	0,1985			0,0000								0,0228		0,0000	0,0000	0,0000	0,0000	mit VR

In der Tabelle werden die Koeffizienten der finalen Modellvarianten für die Tageszeitstunden 13 bis 24 gezeigt. Die zugehörigen p-Werte der Koeffizienten befinden sich unterhalb in Klammern gesetzt. Die Variablen lauten: (1) Konstante, (2) P\_min, (3) P\_max, (4) Pump, (5) Wind, (6) Ave\_wind, (7) Ave\_log\_wind, (8) D\_ave\_log\_wind, (9) PV, (10) Ave\_pv, (11) Ave\_log\_pv, (12) D\_ave\_log\_pv, (13) Residual\_Load, (14) Export und (15) als (zusätzlicher) GARCH-Effekt (Volatilität bzw. Quadratwurzel der bedingten Varianz bei GARCH-M-Variante) in der Hauptgleichung. Zudem beschreibt (16) den AR1-Term, (17) den AR2-Term, (18) den SAR7-Term sowie (19) den SAR28-Term.

Tab. 48: Ljung-Box-Test zur Strompreisregression

Zeitstunde	Lag 5	Lag 6	Lag 7	Lag 10
1	0,000***	0,000***	0,000***	0,000***
2	0,002***	0,000***	0,000***	0,000***
3	0,051*	0,000***	0,000***	0,000***
4	0,000***	0,000***	0,000***	0,000***
5	0,001***	0,000***	0,000***	0,000***
6	0,117	0,000***	0,000***	0,000***
7	0,005***	0,000***	0,000***	0,000***
8	0,000***	0,000***	0,000***	0,000***
9	0,008***	0,000***	0,000***	0,000***
10	0,002***	0,000***	0,000***	0,000***
11	0,002***	0,000***	0,000***	0,000***
12	0,005***	0,000***	0,000***	0,000***
13	0,003***	0,000***	0,000***	0,000***
14	0,038**	0,000***	0,000***	0,000***
15	0,033**	0,000***	0,000***	0,000***
16	0,021**	0,000***	0,000***	0,000***
17	0,001***	0,000***	0,000***	0,000***
18	0,000***	0,000***	0,000***	0,000***
19	0,000***	0,000***	0,000***	0,000***
20	0,001***	0,000***	0,000***	0,000***
21	0,019**	0,000***	0,000***	0,000***
22	0,069*	0,000***	0,000***	0,000***
23	0,000***	0,000***	0,000***	0,000***
24	0,000***	0,000***	0,000***	0,000***

In der Tabelle werden die p-Werte des Ljung-Box-Tests zur Prüfung auf Autokorrelation der zeitlich zurückversetzten Störterme aufgezeigt. Die Nullhypothese („keine Autokorrelation“) wird dann abgelehnt, wenn die p-Werte den Grenzwert von 5 % unterschreiten. Im Sample findet sich überwiegend eine Evidenz für Autokorrelation in den Fehlertermen.

Tab. 49: ARCH-Test zur Strompreisregression

Zeitstunde	Lag 5	Lag 6	Lag 7	Lag 10
1	0,7821	0,9606	0,9420	0,9341
2	0,6641	0,9901	0,1787	0,9905
3	0,8517	0,9957	0,6652	0,6656
4	0,9134	<b>0,0110**</b>	0,8163	0,9141
5	0,9046	0,8873	0,8131	0,7971
6	0,8675	0,9235	<b>0,0077***</b>	0,5443
7	0,8148	0,8203	0,5378	0,9559
8	0,2911	0,2419	<b>0,0048***</b>	0,9229
9	0,4826	0,6464	<b>0,0067***</b>	0,2814
10	0,7473	0,3865	<b>0,0597*</b>	0,7908
11	0,2137	0,8392	<b>0,0000***</b>	0,5078
12	0,8038	0,6361	0,2184	0,6423
13	0,8780	0,4934	0,3358	0,5426
14	0,4572	0,4259	<b>0,0603*</b>	0,5053
15	0,6989	0,6086	0,1208	0,9087
16	0,6141	0,8727	<b>0,0000***</b>	0,8146
17	0,9752	0,4246	<b>0,0000***</b>	0,2047
18	0,2782	0,2238	0,1967	0,2321
19	0,3659	<b>0,0633*</b>	0,7327	0,1167
20	0,8646	<b>0,0058***</b>	0,3047	<b>0,0677*</b>
21	0,3614	0,4572	0,7400	0,7568
22	0,7159	<b>0,0010***</b>	0,8601	0,2474
23	0,2712	0,2529	0,7877	0,5155
24	0,7281	<b>0,0788*</b>	0,2846	<b>0,0353**</b>

Zur Überprüfung von Heteroskedastizität der zeitversetzten Störterme veranschaulicht diese Übersicht die Resultate des ARCH-Tests in tabellarischer Form. Die geltende Nullhypothese („keine Heteroskedastizität“) kann nicht abgelehnt werden, wenn die hier dargestellten p-Werte das 5 % Signifikanzniveau überschreiten. Mehrheitlich lassen die Ergebnisse auf eine Homoskedastizitätseigenschaft der Fehlerterme schließen.

Tab. 50: Prognoseresultate der 1. und 2. Zeitstunde

Transformation	Zeitstunde 1				Zeitstunde 2			
	RMSE	MAE	MAPE	TUK	RMSE	MAE	MAPE	TUK
3sigma	7,18	4,79	179,05	0,1377	5,74	3,73	411,38	0,1192
elim1	4,60	3,32	129,62	0,0899	4,56	3,33	460,04	0,0950
elimx	4,62	3,35	130,39	0,0904	4,55	3,40	31,18	0,0940
elim5	3,84	2,90	13,43	0,0740	3,92	2,94	14,52	0,0807
logprice1	0,86	0,28	9,27	0,1336	1,02	0,33	11,32	0,1619
logprice2	0,02	0,01	0,27	0,0020	0,03	0,02	0,29	0,0023
dprice	6,25	4,01	486,39	0,5813	6,83	4,08	290,64	0,5939
dlogprice	0,97	0,33	423,24	0,7082	1,16	0,40	249,41	0,7334
meanpriceday	2,91	2,02	12,56	0,0580	3,41	2,19	23,56	0,0717
meanpriceweek	1,02	0,68	3,22	0,0208	1,50	0,89	5,51	0,0327
return	0,97	0,33	423,24	0,7082	1,16	0,40	254,80	0,7320
boxcox025	0,95	0,44	29,68	0,0952	1,09	0,49	130,59	0,1119
boxcox033	0,73	0,45	55,65	0,0622	0,76	0,48	142,32	0,0667
boxcox05	1,57	0,85	42,21	0,0957	1,76	0,93	187,50	0,1116
boxcox0	0,62	0,23	21,61	0,0962	0,72	0,27	92,44	0,1141
asinh	0,75	0,26	23,52	0,0969	0,88	0,30	109,23	0,1153
poly	0,07	0,03	39,70	0,0955	0,08	0,04	187,26	0,1122
mlog	0,39	0,19	41,60	0,0884	0,49	0,21	172,53	0,1128

Die tabellarische Übersicht gibt Kennziffern zur Vorhersagequalität der ausgewählten Transformationsansätze zur 1. und 2. Zeitstunde wieder.

Tab. 51: Prognoseresultate der 3. und 4. Zeitstunde

Transformation	Zeitstunde 3				Zeitstunde 4			
	RMSE	MAE	MAPE	TUK	RMSE	MAE	MAPE	TUK
3sigma	6,12	3,94	123,34	0,1317	6,10	3,82	558,98	0,1361
elim1	5,17	3,64	118,76	0,1117	4,86	3,45	570,45	0,1092
elimx	4,40	3,30	120,37	0,0945	4,42	3,24	54,05	0,0985
elim5	4,08	3,07	16,20	0,0878	3,95	2,86	16,57	0,0883
logprice1	1,11	0,38	15,54	0,1778	1,15	0,39	19,91	0,1877
logprice2	0,03	0,02	0,31	0,0026	0,03	0,02	0,30	0,0024
dprice	7,80	4,46	271,76	0,5900	7,40	4,32	275,72	0,5875
dlogprice	1,21	0,44	248,74	0,6675	1,24	0,46	258,79	0,7177
meanpriceday	5,49	3,12	159,94	0,1201	3,53	2,10	18,25	0,0794
meanpriceweek	1,78	1,01	7,65	0,0403	1,44	0,87	9,16	0,0337
return	1,21	0,44	241,34	0,6690	1,17	0,43	256,26	0,7201
boxcox025	1,20	0,55	43,11	0,1255	1,10	0,53	143,89	0,1174
boxcox033	0,78	0,49	42,77	0,0703	0,93	0,55	160,77	0,0848
boxcox05	1,95	1,02	60,23	0,1266	1,78	0,98	218,54	0,1185
boxcox0	0,79	0,31	31,52	0,1266	0,74	0,30	99,26	0,1194
asinh	0,96	0,35	34,26	0,1276	0,90	0,34	116,10	0,1205
poly	0,09	0,04	57,46	0,1254	0,08	0,04	206,30	0,1180
mlog	0,53	0,24	52,89	0,1255	-	-	-	-

Die tabellarische Übersicht gibt Kennziffern zur Vorhersagequalität der ausgewählten Transformationsansätze zur 3. und 4. Zeitstunde wieder.

Tab. 52: Prognoseresultate der 5. und 6. Zeitstunde

Transformation	Zeitstunde 5				Zeitstunde 6			
	RMSE	MAE	MAPE	TUK	RMSE	MAE	MAPE	TUK
3sigma	5,11	3,53	200,75	0,1130	5,18	3,33	252,99	0,1077
elim1	4,56	3,31	186,89	0,1013	4,42	3,11	249,33	0,0921
elimx	4,52	3,27	61,91	0,0996	4,38	3,06	188,44	0,0908
elim5	4,05	2,93	16,08	0,0899	3,68	2,71	13,22	0,0757
logprice1	1,03	0,35	24,38	0,1670	0,91	0,31	11,25	0,1440
logprice2	0,02	0,02	0,28	0,0022	0,03	0,01	0,27	0,0023
dprice	7,34	4,15	871,09	0,5821	6,43	3,73	205,95	0,5403
dlogprice	1,08	0,40	332,31	0,7111	0,96	0,33	195,77	0,7338
meanpriceday	3,81	2,12	32,50	0,0842	3,46	2,02	475,29	0,0723
meanpriceweek	1,06	0,69	4,80	0,0243	1,58	0,90	6,32	0,0342
return	1,08	0,40	330,00	0,7153	0,96	0,33	195,99	0,7369
boxcox025	1,00	0,49	84,44	0,1059	0,95	0,44	92,54	0,0980
boxcox033	0,84	0,52	85,71	0,0768	0,79	0,47	98,61	0,0697
boxcox05	1,62	0,93	113,73	0,1066	1,60	0,84	127,65	0,1015
boxcox0	0,67	0,27	62,35	0,1075	0,61	0,24	67,41	0,0964
asinh	0,81	0,31	71,94	0,1083	0,73	0,27	79,02	0,0962
poly	0,08	0,04	117,64	0,1070	0,07	0,03	131,05	0,0994
mlog	0,45	0,22	109,98	0,1074	0,43	0,19	121,97	0,0988

Die tabellarische Übersicht gibt Kennziffern zur Vorhersagequalität der ausgewählten Transformationsansätze zur 5. und 6. Zeitstunde wieder.

Tab. 53: Prognoseresultate der 7. und 8. Zeitstunde

Transformation	Zeitstunde 7				Zeitstunde 8			
	RMSE	MAE	MAPE	TUK	RMSE	MAE	MAPE	TUK
3sigma	6,54	4,11	70,74	0,1126	7,45	4,67	797,83	0,1070
elim1	5,30	3,84	69,12	0,0909	6,98	4,99	806,03	0,0984
elimx	5,47	4,00	74,96	0,0933	7,05	5,02	29,76	0,0990
elim5	5,09	3,76	15,00	0,0855	7,39	5,39	17,95	0,1036
logprice1	1,16	0,38	20,63	0,1748	0,90	0,30	15,52	0,1289
logprice2	0,03	0,02	0,32	0,0030	0,04	0,02	0,38	0,0034
dprice	7,85	4,95	286,47	0,4491	9,40	5,93	223,03	0,3922
dlogprice	1,20	0,47	285,68	0,5758	0,99	0,46	698,00	0,6601
meanpriceday	4,38	2,45	14,28	0,0761	4,83	2,92	11,83	0,0692
meanpriceweek	1,81	0,96	17,91	0,0325	1,74	1,00	3,41	0,0258
return	1,20	0,47	288,87	0,5733	0,99	0,46	698,00	0,6601
boxcox025	1,16	0,49	42,80	0,1106	1,02	0,47	165,75	0,0898
boxcox033	0,84	0,52	42,30	0,0675	0,88	0,56	191,07	0,0651
boxcox05	1,93	0,96	52,68	0,1099	1,87	1,01	266,38	0,0956
boxcox0	0,74	0,27	32,59	0,1110	0,61	0,23	108,24	0,0873
asinh	0,93	0,31	38,35	0,1164	0,72	0,26	126,21	0,0871
poly	0,08	0,04	54,07	0,1077	0,08	0,04	243,43	0,0906
mlog	0,52	0,21	54,65	0,1121	0,44	0,19	217,13	0,0895

Die tabellarische Übersicht gibt Kennziffern zur Vorhersagequalität der ausgewählten Transformationsansätze zur 7. und 8. Zeitstunde wieder.

Tab. 54: Prognoseresultate der 9. und 10. Zeitstunde

Transformation	Zeitstunde 9				Zeitstunde 10			
	RMSE	MAE	MAPE	TUK	RMSE	MAE	MAPE	TUK
3sigma	7,27	4,60	73,10	0,1004	6,15	4,44	28,16	0,0885
elim1	7,57	5,49	18,73	0,1009	7,34	5,44	18,33	0,1006
elimx	7,63	5,49	52,16	0,1021	7,61	5,67	22,27	0,1047
elim5	7,56	5,73	18,66	0,1000	7,02	5,37	18,16	0,0951
logprice1	0,57	0,21	7,31	0,0803	0,65	0,23	7,72	0,0930
logprice2	0,04	0,02	0,40	0,0032	0,04	0,03	0,48	0,0032
dprice	9,88	6,58	254,09	0,4198	8,69	6,50	216,51	0,4320
dlogprice	0,63	0,37	411,58	0,6095	0,75	0,31	403,22	0,5499
meanpriceday	4,83	3,04	10,63	0,0656	4,15	2,93	11,74	0,0581
meanpriceweek	2,24	1,35	4,09	0,0313	1,30	0,90	2,71	0,0185
return	0,58	0,26	265,85	0,5072	0,75	0,31	403,22	0,5499
boxcox025	0,86	0,44	20,73	0,0743	0,72	0,43	11,30	0,0633
boxcox033	0,79	0,53	22,97	0,0569	0,80	0,55	11,42	0,0588
boxcox05	1,71	0,99	29,14	0,0848	1,46	0,99	15,58	0,0735
boxcox0	0,48	0,20	14,65	0,0678	0,41	0,20	8,36	0,0576
asinh	0,56	0,21	15,34	0,0662	0,48	0,21	7,30	0,0572
poly	0,07	0,03	27,23	0,0757	0,05	0,03	12,37	0,0636
mlog	0,37	0,17	24,89	0,0731	0,30	0,17	11,13	0,0610

Die tabellarische Übersicht gibt Kennziffern zur Vorhersagequalität der ausgewählten Transformationsansätze zur 9. und 10. Zeitstunde wieder.

Tab. 55: Prognoseresultate der 11. und 12. Zeitstunde

Transformation	Zeitstunde 11				Zeitstunde 12			
	RMSE	MAE	MAPE	TUK	RMSE	MAE	MAPE	TUK
3sigma	6,38	4,75	115,13	0,0968	6,73	5,18	310,01	0,1033
elim1	7,45	5,74	20,38	0,1068	8,62	6,80	23,90	0,1256
elimx	8,54	6,62	75,29	0,1208	9,22	7,02	113,76	0,1343
elim5	7,52	6,00	20,50	0,1062	8,12	6,40	21,91	0,1160
logprice1	0,83	0,29	9,27	0,1200	0,86	0,35	10,44	0,1255
logprice2	0,03	0,02	0,41	0,0027	0,04	0,03	0,50	0,0033
dprice	8,68	6,74	495,53	0,4633	8,95	6,91	339,73	0,5109
dlogprice	0,97	0,40	564,62	0,5651	0,95	0,39	423,45	0,5722
meanpriceday	4,07	3,01	11,94	0,0598	5,49	3,92	16,06	0,0815
meanpriceweek	1,30	0,94	2,99	0,0195	1,39	1,04	3,31	0,0211
return	0,97	0,40	564,62	0,5651	0,95	0,39	423,45	0,5722
boxcox025	0,79	0,48	29,20	0,0705	0,87	0,56	64,85	0,0783
boxcox033	0,90	0,60	31,96	0,0675	1,07	0,77	74,71	0,0805
boxcox05	1,54	1,06	45,37	0,0797	1,76	1,27	98,15	0,0921
boxcox0	0,46	0,22	19,70	0,0662	0,50	0,27	44,17	0,0719
asinh	0,53	0,24	19,30	0,0644	0,58	0,29	47,68	0,0711
poly	0,06	0,04	38,10	0,0705	0,07	0,04	91,10	0,0787
mlog	0,33	0,19	31,57	0,0674	0,37	0,23	82,22	0,0753

Die tabellarische Übersicht gibt Kennziffern zur Vorhersagequalität der ausgewählten Transformationsansätze zur 11. und 12. Zeitstunde wieder.

Tab. 56: Prognoseresultate der 13. und 14. Zeitstunde

Transformation	Zeitstunde 13				Zeitstunde 14			
	RMSE	MAE	MAPE	TUK	RMSE	MAE	MAPE	TUK
3sigma	8,75	6,29	44,69	0,1385	7,99	5,32	287,87	0,1329
elim1	8,09	6,22	23,36	0,1241	7,33	5,69	64,31	0,1178
elimx	8,36	6,33	36,47	0,1283	7,49	5,90	250,74	0,1189
elim5	7,64	5,89	21,19	0,1143	7,06	5,66	21,44	0,1104
logprice1	0,89	0,35	29,40	0,1311	1,11	0,40	11,99	0,1658
logprice2	0,04	0,03	0,50	0,0039	0,05	0,03	0,51	0,0045
dprice	10,11	6,98	304,71	0,5297	11,52	7,57	299,37	0,4907
dlogprice	1,03	0,42	356,44	0,6091	1,29	0,55	283,85	0,5965
meanpriceday	5,37	3,64	15,23	0,0844	5,68	3,68	23,75	0,0923
meanpriceweek	1,53	1,05	4,25	0,0248	1,71	1,07	19,33	0,0290
return	1,03	0,42	356,44	0,6091	1,29	0,55	284,84	0,5964
boxcox025	1,14	0,60	14,48	0,1045	1,34	0,66	79,99	0,1253
boxcox033	1,00	0,68	15,97	0,0776	0,97	0,65	84,39	0,0766
boxcox05	2,12	1,29	20,07	0,1142	2,39	1,35	110,55	0,1323
boxcox0	0,69	0,30	10,95	0,1008	0,83	0,34	58,76	0,1231
asinh	0,82	0,33	9,88	0,1002	0,99	0,37	68,17	0,1232
poly	0,09	0,05	15,37	0,1044	0,10	0,05	111,88	0,1251
mlog	0,49	0,25	14,02	0,1020	0,58	0,27	104,26	0,1239

Die tabellarische Übersicht gibt Kennziffern zur Vorhersagequalität der ausgewählten Transformationsansätze zur 13. und 14. Zeitstunde wieder.

Tab. 57: Prognoseresultate der 15. und 16. Zeitstunde

Transformation	Zeitstunde 15				Zeitstunde 16			
	RMSE	MAE	MAPE	TUK	RMSE	MAE	MAPE	TUK
3sigma	10,45	7,28	224,50	0,1719	7,37	4,97	102,75	0,1235
elim1	7,76	5,80	171,03	0,1266	7,39	5,55	84,59	0,1187
elimx	7,62	5,82	102,73	0,1227	7,15	5,48	92,07	0,1128
elim5	7,07	5,56	22,21	0,1155	6,92	5,52	21,34	0,1107
logprice1	1,16	0,43	13,10	0,1742	0,99	0,36	11,52	0,1485
logprice2	0,06	0,03	0,56	0,0058	0,04	0,03	0,47	0,0039
dprice	12,92	7,56	374,46	0,4918	10,00	6,58	350,60	0,4569
dlogprice	1,32	0,55	369,82	0,6074	1,13	0,47	696,82	0,5526
meanpriceday	6,73	4,08	26,74	0,1107	5,28	3,46	19,33	0,0852
meanpriceweek	1,93	1,11	5,76	0,0334	1,51	0,93	5,28	0,0252
return	1,32	0,55	369,82	0,6074	1,13	0,47	696,82	0,5526
boxcox025	1,46	0,69	52,19	0,1375	1,24	0,61	29,25	0,1165
boxcox033	1,05	0,68	55,48	0,0836	0,91	0,62	29,65	0,0717
boxcox05	2,64	1,41	73,99	0,1474	2,20	1,27	41,03	0,1213
boxcox0	0,89	0,36	37,57	0,1331	0,78	0,31	21,40	0,1157
asinh	1,06	0,40	42,11	0,1324	0,93	0,35	22,40	0,1160
poly	0,11	0,05	72,63	0,1376	0,09	0,05	37,78	0,1164
mlog	0,63	0,29	66,25	0,1358	0,54	0,25	34,30	0,1154

Die tabellarische Übersicht gibt Kennziffern zur Vorhersagequalität der ausgewählten Transformationsansätze zur 15. und 16. Zeitstunde wieder.

Tab. 58: Prognoseresultate der 17. und 18. Zeitstunde

Transformation	Zeitstunde 17				Zeitstunde 18			
	RMSE	MAE	MAPE	TUK	RMSE	MAE	MAPE	TUK
3sigma	7,54	4,73	24,70	0,1237	5,66	4,12	25,99	0,0823
elim1	6,79	5,02	20,41	0,1047	8,27	5,81	17,24	0,1097
elimx	6,94	5,15	20,31	0,1048	8,47	5,84	20,83	0,1125
elim5	6,13	4,86	17,84	0,0954	-	-	-	-
logprice1	0,98	0,34	9,63	0,1464	0,67	0,26	8,13	0,0958
logprice2	0,04	0,03	0,46	0,0039	0,03	0,02	0,41	0,0029
dprice	10,09	6,29	190,52	0,4740	8,67	6,08	244,68	0,4776
dlogprice	1,19	0,47	245,63	0,5831	0,74	0,29	296,37	0,5316
meanpriceday	5,25	3,27	19,03	0,0807	4,56	3,20	10,77	0,0612
meanpriceweek	1,52	0,88	3,88	0,0240	2,64	1,60	4,33	0,0361
return	1,19	0,47	245,63	0,5831	0,74	0,29	296,37	0,5316
boxcox025	1,21	0,57	12,94	0,1120	0,71	0,45	11,39	0,0624
boxcox033	0,83	0,56	10,89	0,0639	0,76	0,55	11,22	0,0556
boxcox05	2,25	1,23	16,45	0,1214	1,47	1,01	16,00	0,0732
boxcox0	0,78	0,32	10,87	0,1146	0,41	0,21	8,38	0,0584
asinh	0,91	0,32	9,20	0,1119	0,49	0,22	7,72	0,0581
poly	0,09	0,05	13,63	0,1155	0,05	0,03	12,61	0,0621
mlog	0,54	0,25	12,78	0,1144	0,30	0,18	11,55	0,0597

Die tabellarische Übersicht gibt Kennziffern zur Vorhersagequalität der ausgewählten Transformationsansätze zur 17. und 18. Zeitstunde wieder.

Tab. 59: Prognoseresultate der 19. und 20. Zeitstunde

Transformation	Zeitstunde 19				Zeitstunde 20			
	RMSE	MAE	MAPE	TUK	RMSE	MAE	MAPE	TUK
3sigma	6,00	4,33	16,56	0,0801	11,28	8,62	36,87	0,1404
elim1	7,31	5,19	14,36	0,0931	7,08	5,14	14,36	0,0900
elimx	7,69	5,34	16,98	0,0992	7,34	5,31	18,88	0,0943
elim5	6,62	4,99	13,59	0,0831	6,56	5,10	13,77	0,0812
logprice1	0,23	0,15	4,65	0,0324	0,25	0,15	5,14	0,0343
logprice2	0,03	0,02	0,37	0,0026	0,03	0,02	0,37	0,0025
dprice	7,96	5,48	448,30	0,5121	7,81	5,80	280,75	0,5365
dlogprice	0,25	0,17	453,81	0,5242	0,27	0,17	272,32	0,5619
meanpriceday	3,96	2,85	8,38	0,0513	3,81	2,79	8,28	0,0493
meanpriceweek	2,28	1,42	3,74	0,0301	1,80	1,19	3,17	0,0237
return	0,25	0,17	453,81	0,5242	0,27	0,17	272,32	0,5619
boxcox025	0,52	0,36	6,63	0,0437	0,51	0,36	6,95	0,0433
boxcox033	0,72	0,51	8,14	0,0503	0,68	0,48	7,90	0,0478
boxcox05	1,24	0,87	9,45	0,0596	1,21	0,87	10,06	0,0577
boxcox0	0,22	0,15	4,41	0,0308	0,23	0,15	4,57	0,0318
asinh	0,23	0,15	3,82	0,0271	0,25	0,15	3,96	0,0286
poly	0,04	0,03	6,86	0,0448	0,04	0,03	7,32	0,0444
mlog	0,21	0,14	5,98	0,0400	0,21	0,14	6,37	0,0401

Die tabellarische Übersicht gibt Kennziffern zur Vorhersagequalität der ausgewählten Transformationsansätze zur 19. und 20. Zeitstunde wieder.

Tab. 60: Prognoseresultate der 21. und 22. Zeitstunde

Transformation	Zeitstunde 21				Zeitstunde 22			
	RMSE	MAE	MAPE	TUK	RMSE	MAE	MAPE	TUK
3sigma	6,20	3,43	23,56	0,0931	5,18	2,36	97,67	0,0885
elim1	5,86	4,45	13,92	0,0815	4,75	3,71	13,00	0,0728
elimx	5,99	4,48	16,13	0,0842	4,93	3,78	68,98	0,0763
elim5	5,21	4,09	12,14	0,0701	4,68	3,73	12,43	0,0694
logprice1	0,53	0,19	5,65	0,0750	0,69	0,22	6,42	0,1001
logprice2	0,02	0,02	0,32	0,0022	0,02	0,02	0,29	0,0019
dprice	6,60	4,95	596,93	0,5418	5,61	4,10	308,44	0,5630
dlogprice	0,58	0,21	814,63	0,5785	0,77	0,25	519,14	0,5986
meanpriceday	3,39	2,46	8,07	0,0482	2,97	2,17	8,39	0,0467
meanpriceweek	1,37	0,94	2,80	0,0199	0,89	0,61	2,07	0,0142
return	0,58	0,21	814,63	0,5785	0,77	0,25	519,14	0,5986
boxcox025	0,59	0,35	8,04	0,0513	0,66	0,35	21,14	0,0599
boxcox033	0,66	0,45	8,34	0,0485	0,66	0,42	22,75	0,0501
boxcox05	1,20	0,81	11,22	0,0602	1,21	0,77	31,48	0,0641
boxcox0	0,33	0,16	5,70	0,0465	0,41	0,17	14,61	0,0591
asinh	0,38	0,17	5,09	0,0456	0,49	0,19	15,29	0,0594
poly	0,04	0,03	8,64	0,0515	0,05	0,03	27,85	0,0594
mlog	0,25	0,14	7,69	0,0492	0,28	0,14	25,05	0,0584

Die tabellarische Übersicht gibt Kennziffern zur Vorhersagequalität der ausgewählten Transformationsansätze zur 21. und 22. Zeitstunde wieder.

Tab. 61: Prognoseresultate der 23. und 24. Zeitstunde

Transformation	Zeitstunde 23				Zeitstunde 24			
	RMSE	MAE	MAPE	TUK	RMSE	MAE	MAPE	TUK
3sigma	4,17	1,79	12,72	0,0767	6,51	3,51	23,89	0,1238
elim1	4,81	3,77	14,01	0,0774	4,53	3,38	15,88	0,0828
elimx	5,00	3,85	16,24	0,0811	4,46	3,23	15,30	0,0816
elim5	4,23	3,40	11,80	0,0663	3,78	3,00	12,30	0,0678
logprice1	0,23	0,15	4,92	0,0332	0,72	0,23	6,93	0,1102
logprice2	0,02	0,02	0,28	0,0018	0,02	0,01	0,26	0,0019
dprice	4,83	3,53	291,33	0,5683	5,41	3,42	247,75	0,5666
dlogprice	0,24	0,14	286,82	0,5880	0,79	0,24	262,33	0,6699
meanpriceday	2,85	2,12	8,03	0,0471	3,04	2,07	17,48	0,0569
meanpriceweek	0,82	0,58	2,05	0,0138	0,94	0,59	2,50	0,0179
return	0,24	0,14	286,82	0,5880	0,79	0,24	262,33	0,6699
boxcox025	0,45	0,32	6,64	0,0410	0,83	0,38	8,74	0,0807
boxcox033	0,74	0,59	10,49	0,0563	0,56	0,38	7,43	0,0462
boxcox05	0,98	0,72	9,30	0,0531	1,40	0,77	11,20	0,0822
boxcox0	0,21	0,14	4,53	0,0307	0,54	0,19	6,77	0,0814
asinh	0,22	0,15	3,93	0,0275	0,65	0,22	6,18	0,0820
poly	0,04	0,02	7,06	0,0430	0,06	0,03	9,18	0,0807
mlog	0,19	0,13	6,24	0,0393	0,37	0,16	8,42	0,0806

Die tabellarische Übersicht gibt Kennziffern zur Vorhersagequalität der ausgewählten Transformationsansätze zur 23. und 24. Zeitstunde wieder.

Tab. 62: Reaktionen der Kontrollgruppen auf die REMIT-Verkündung

<b>Ereignis (1): REMIT-Verkündung (8.12.2011), Verbund-Börsen</b>				
t	Abnormale Preisänderungen (arithm. Mittel)	Abnormale Preisänderungen (Median)	t-Test	Test nach CORRADO
-5	0,0113	0,0068	0,4189	1,0391
-4	0,0083	0,0075	0,3078	1,1107
-3	-0,0304	-0,0108	-1,1283	-1,4793
-2	0,0180	0,0044	0,6664	0,3583
-1	0,0071	0,0114	0,2624	0,5221
0	-0,0010	0,0042	-0,0369	0,1996
+1	-0,2554	-0,0150	-0,8444	-0,8548
+2	-0,0024	-0,0013	-0,0878	-0,6194
+3	0,0033	0,0019	0,1209	-0,1536
+4	0,0415	0,0158	1,5383	0,5477
+5	-0,0445	-0,0036	<b>-1,6506*</b>	-1,2899
<b>Ereignis (1): REMIT-Verkündung (8.12.2011), restliche europ. Börsen</b>				
t	Abnormale Preisänderungen (arithm. Mittel)	Abnormale Preisänderungen (Median)	t-Test	Test nach CORRADO
-5	-0,0092	-0,0037	-0,1079	-0,4287
-4	-0,0615	-0,0504	-0,7224	-1,5720
-3	0,1017	0,1212	1,1938	1,3798
-2	0,0084	0,0090	0,0980	0,1013
-1	0,0247	0,0086	0,2902	0,5535
0	-0,0273	0,0127	-0,3207	0,0961
+1	-0,0413	-0,0624	-0,4847	-1,2810
+2	-0,0371	-0,0462	-0,4353	-1,0264
+3	0,0392	0,0428	0,4606	0,9692
+4	0,0026	0,0005	0,0309	0,0078
+5	0,0000	-0,0022	-0,0005	-0,2417

In dieser Tabelle werden die Resultate inklusive Teststatistiken der beiden Kontroll-Samples für Event (1) (mit N=13 für Verbund-Börsen und N=7 für restliche europ. Börsen) abgebildet. Hierbei dienen der t-Test sowie die Teststatistik nach CORRADO zur statistischen Prüfung der Ergebnisse, wobei die Signifikanzebenen (90%/95%/99%) mithilfe von \*/\*\*/\*\* angezeigt werden.

Tab. 63: Reaktionen der Verbund-Börsen auf die EEG-Ereignisse

Ereignis (2.a): Erstentwurf zum EEG 2012 (17.05.2011)					Ereignis (3.a): Erstentwurf zum EEG 2014 (4.03.2014)				Ereignis (4.a): Erstentwurf zum EEG 2017 (31.07.2015)			
t	Abnormale Preis- änderungen (Mittelwert)	Abnormale Preis- änderungen (Median)	t-Test	Test nach CORRADO	Abnormale Preis- änderungen (Mittelwert)	Abnormale Preis- änderungen (Median)	t-Test	Test nach CORRADO	Abnormale Preis- änderungen (Mittelwert)	Abnormale Preis- änderungen (Median)	t-Test	Test nach CORRADO
-5	0,007	0,003	0,288	0,128	-0,051	-0,020	-1,364	-1,236	0,027	0,024	0,416	0,762
-4	-0,048	-0,011	<b>-1,997**</b>	-1,366	0,052	0,009	1,375	0,694	-0,299	-0,219	<b>-4,599***</b>	<b>-2,592***</b>
-3	0,007	0,015	0,307	0,465	0,015	0,004	0,385	0,100	0,017	0,020	0,258	0,136
-2	0,002	0,020	0,062	0,808	-0,006	0,006	-0,161	-0,032	-0,117	-0,149	<b>-1,802*</b>	-1,388
-1	0,009	-0,025	0,390	-0,604	-0,128	-0,076	<b>-3,389***</b>	<b>-1,702*</b>	-0,014	-0,036	-0,220	-0,600
0	-0,001	-0,015	-0,039	-0,558	0,129	0,102	<b>3,417***</b>	<b>1,966**</b>	-0,125	-0,144	<b>-1,915*</b>	-0,806
+1	0,003	-0,003	0,121	-0,029	0,022	0,023	0,586	0,859	0,011	0,014	0,174	0,131
+2	-0,004	0,006	-0,181	-0,047	-0,105	-0,064	<b>-2,790***</b>	<b>-1,794*</b>	0,015	0,023	0,227	0,486
+3	0,016	0,002	0,684	0,453	-0,066	-0,082	<b>-1,765*</b>	-1,380	0,398	0,132	<b>6,116***</b>	<b>1,800*</b>
+4	0,008	0,019	0,317	0,773	0,000	0,009	-0,004	0,245	-0,214	-0,001	<b>-3,286***</b>	-0,390
+5	0,007	0,016	0,288	0,744	0,006	0,014	0,158	0,702	0,098	0,055	1,507	0,657
Ereignis (2.b): Verkündung des EEG 2012 (4.08.2011)					Ereignis (3.b): Verkündung des EEG 2014 (24.07.2014)				Ereignis (4.b): Verkündung des EEG 2017 (18.10.2016)			
t	Abnormale Preis- änderungen (Mittelwert)	Abnormale Preis- änderungen (Median)	t-Test	Test nach CORRADO	Abnormale Preis- änderungen (Mittelwert)	Abnormale Preis- änderungen (Median)	t-Test	Test nach CORRADO	Abnormale Preis- änderungen (Mittelwert)	Abnormale Preis- änderungen (Median)	t-Test	Test nach CORRADO
-5	-0,084	0,009	<b>-2,436**</b>	0,602	0,029	0,035	0,695	0,470	0,057	0,093	1,613	1,203
-4	0,009	0,006	0,270	-0,021	0,076	0,058	<b>1,836*</b>	1,516	-0,102	-0,156	<b>-2,895***</b>	-1,382
-3	0,165	0,162	<b>4,769***</b>	<b>1,879*</b>	-0,175	-0,165	<b>-4,245***</b>	<b>-2,119**</b>	-0,054	0,004	-1,541	-0,679
-2	0,006	-0,013	0,168	-0,325	0,034	0,057	0,810	0,705	-0,016	0,003	-0,468	-0,664
-1	-0,009	-0,012	-0,264	-0,437	0,003	0,006	0,072	-0,207	0,065	0,042	<b>1,863*</b>	0,621
0	0,004	-0,007	0,128	0,011	-0,004	-0,015	-0,096	-0,400	0,039	0,015	1,123	0,695
+1	-0,012	-0,008	-0,335	-0,767	0,028	0,008	0,680	0,337	0,011	0,017	0,318	0,287
+2	-0,065	0,005	<b>-1,883*</b>	-0,304	0,005	0,027	0,127	0,011	0,022	0,023	0,634	0,477
+3	0,092	0,033	<b>2,659***</b>	<b>1,752*</b>	0,050	0,041	1,216	0,997	-0,066	-0,059	<b>-1,876*</b>	<b>-1,720*</b>
+4	-0,052	-0,046	-1,517	-1,613	-0,035	-0,056	-0,846	-1,060	0,011	0,034	0,302	0,524
+5	0,023	0,005	0,669	-0,197	0,019	0,033	0,470	0,137	-0,006	0,008	-0,179	-0,198

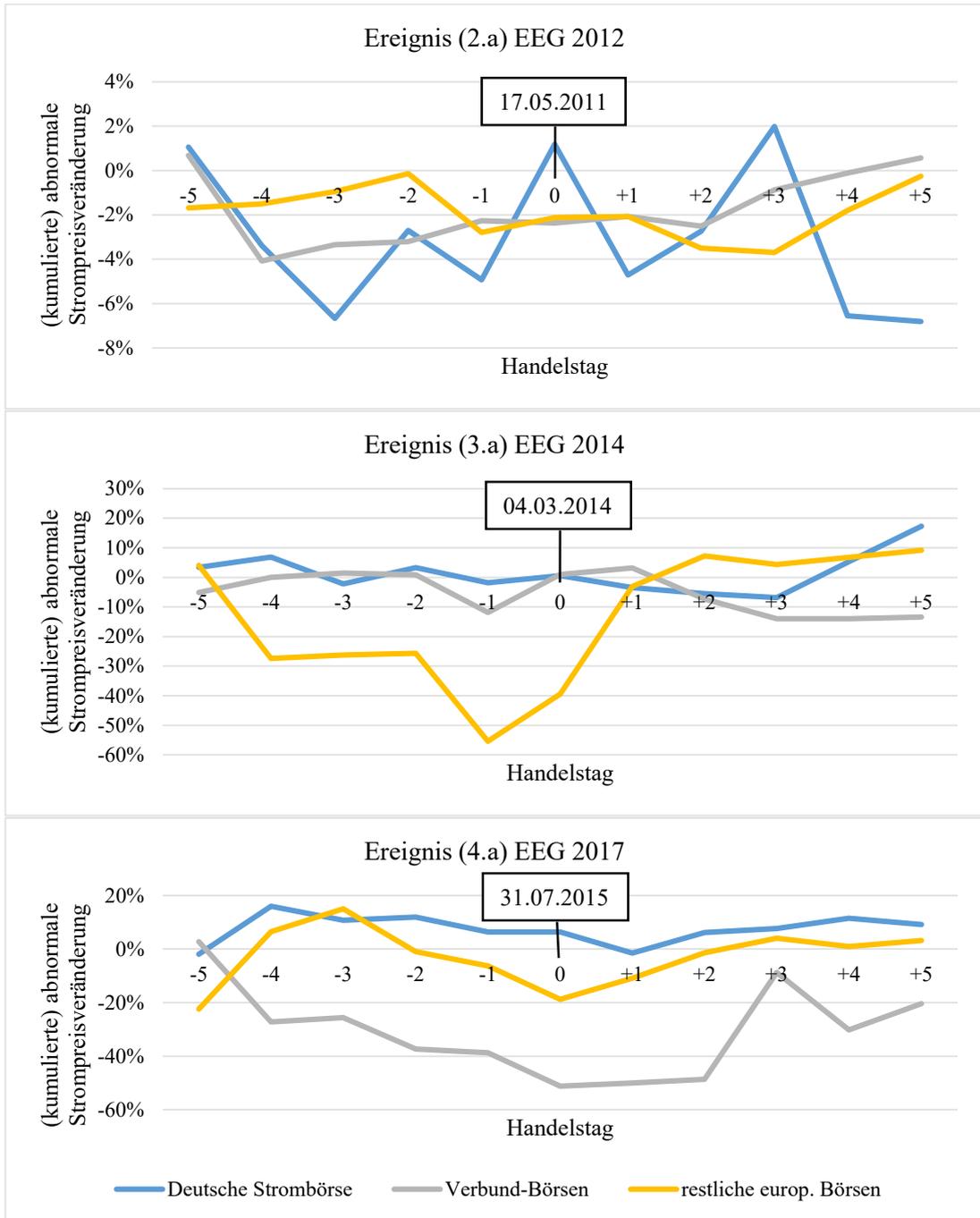
Die Tabelle zeigt die durchschnittlichen abnormalen Marktpreisänderungen zum Verbund-Börsensample im Eventfenster [-5; +5] für die Ereignisse (2.a) und (2.b) mit N=8 und mit N=11 für die verbliebenen Ereignisse an. Zur Signifikanzprüfung werden der t-Test und die Teststatistik nach CORRADO eingesetzt, wobei die Signifikanzniveaus 90%/95%/99% durch \*/\*\*/\*\* symbolisiert sind.

Tab. 64: Reaktionen der restlichen europäischen Börsen auf die EEG-Ereignisse

Ereignis (2.a): Erstentwurf zum EEG 2012 (17.05.2011)					Ereignis (3.a): Erstentwurf zum EEG 2014 (4.03.2014)				Ereignis (4.a): Erstentwurf zum EEG 2017 (31.07.2015)			
t	Abnormale Preis- änderungen (Mittelwert)	Abnormale Preis- änderungen (Median)	t-Test	Test nach CORRADO	Abnormale Preis- änderungen (Mittelwert)	Abnormale Preis- änderungen (Median)	t-Test	Test nach CORRADO	Abnormale Preis- änderungen (Mittelwert)	Abnormale Preis- änderungen (Median)	t-Test	Test nach CORRADO
-5	-0,017	-0,005	-0,972	-0,647	0,041	-0,007	0,544	-0,075	-0,224	-0,374	<b>-4,188***</b>	-1,281
-4	0,002	0,003	0,110	0,325	-0,315	-0,004	<b>-4,170***</b>	-0,515	0,289	0,638	<b>5,410***</b>	0,643
-3	0,006	0,004	0,319	0,403	0,011	0,005	0,143	0,153	0,084	0,051	1,580	1,351
-2	0,008	0,005	0,461	0,618	0,006	-0,015	0,081	-0,342	-0,160	-0,200	<b>-2,983***</b>	<b>-2,276**</b>
-1	-0,027	-0,014	-1,527	-0,632	-0,297	-0,018	<b>-3,934***</b>	-1,155	-0,053	-0,042	-0,997	-0,806
0	0,007	-0,033	0,392	-0,806	0,159	0,045	<b>2,111**</b>	<b>1,705*</b>	-0,125	-0,181	<b>-2,342**</b>	<b>-1,818*</b>
+1	0,001	0,005	0,029	0,141	0,363	0,024	<b>4,814***</b>	1,394	0,079	0,076	1,486	1,073
+2	-0,014	-0,015	-0,827	-0,862	0,104	-0,053	1,379	-1,277	0,095	0,150	<b>1,769*</b>	1,457
+3	-0,002	0,002	-0,107	-0,226	-0,030	-0,062	-0,395	-1,257	0,054	0,033	1,015	0,835
+4	0,019	0,022	1,084	1,280	0,024	0,003	0,320	0,357	-0,031	-0,086	-0,576	-0,700
+5	0,015	0,020	0,892	1,113	0,024	-0,023	0,325	-0,475	0,022	-0,005	0,418	0,389
Ereignis (2.b): Verkündung des EEG 2012 (4.08.2011)					Ereignis (3.b): Verkündung des EEG 2014 (24.07.2014)				Ereignis (4.b): Verkündung des EEG 2017 (18.10.2016)			
t	Abnormale Preis- änderungen (Mittelwert)	Abnormale Preis- änderungen (Median)	t-Test	Test nach CORRADO	Abnormale Preis- änderungen (Mittelwert)	Abnormale Preis- änderungen (Median)	t-Test	Test nach CORRADO	Abnormale Preis- änderungen (Mittelwert)	Abnormale Preis- änderungen (Median)	t-Test	Test nach CORRADO
-5	0,067	0,110	<b>3,136***</b>	<b>1,730*</b>	0,030	0,036	0,601	1,012	0,036	0,096	1,096	<b>2,037**</b>
-4	0,004	0,003	0,185	0,085	-0,008	-0,044	-0,153	-0,539	-0,090	-0,137	<b>-2,740***</b>	<b>-2,062**</b>
-3	-0,023	-0,008	-1,049	-0,934	-0,018	-0,022	-0,369	-0,009	-0,030	-0,003	-0,915	-1,114
-2	0,042	0,033	<b>1,948*</b>	1,036	0,008	0,025	0,153	0,520	0,012	0,012	0,351	0,569
-1	-0,009	0,014	-0,438	0,473	0,042	0,021	0,841	1,204	-0,032	-0,039	-0,983	-0,385
0	0,002	-0,011	0,089	-0,169	-0,012	-0,003	-0,245	-0,347	0,063	0,027	<b>1,910*</b>	1,034
+1	-0,016	0,000	-0,744	-0,223	-0,012	0,012	-0,246	0,145	0,029	0,031	0,887	1,468
+2	0,012	0,005	0,568	0,565	0,042	0,045	0,850	1,302	0,046	0,028	1,385	1,213
+3	0,013	0,017	0,599	0,800	0,051	0,043	1,038	1,508	-0,042	-0,046	-1,268	-1,303
+4	-0,010	-0,024	-0,461	-0,596	-0,113	-0,101	<b>-2,279**</b>	<b>-2,323**</b>	0,016	0,006	0,478	0,949
+5	0,008	0,009	0,392	0,258	-0,003	0,020	-0,069	0,403	0,010	0,008	0,291	0,385

Die tabellarische Übersicht zeigt die durchschnittlichen abnormalen Marktpreisänderungen im Eventfenster [-5; +5] zu den restlichen europäischen Strombörsen (N=11). Zur Signifikanzprüfung werden der t-Test und die Teststatistik nach CORRADO eingesetzt, bei denen die Signifikanzniveaus (90%/95%/99%) durch \*/\*\*/\*\* symbolisiert sind.

Abb. 31: Marktpreisänderungen der Samples bei Erstentwürfen



In den Diagrammen werden die mittelwertgewichteten kumulierten abnormalen Preisänderungen (CAAP) der Kontroll-Samples gegenüber den aggregierten Preisänderungen (CAP) des deutschen börsengestützten Energiehandels im Ereignisfenster [-5; +5] zu den Ereignissen (2.a), (3.a) und (4.a) grafisch veranschaulicht.

Tab. 65: Kumulierte abnormale Preisänderungen des zweiten Kontroll-Samples

Ereignis [-5;+5]	CAAR (Mittel)	CAAR (Median)	t-Test	BMP-Test	Test nach COWAN
(1) REMIT	0,0002	-0,0086	0,0007	0,0479	-0,5256
(2.a) EEG 2012	-0,0026	-0,0029	-0,0443	-0,0017	-0,8744
(2.b) EEG 2012	0,0908	0,1171	1,2734	0,9032	0,6303
(3.a) EEG 2014	0,0918	-0,1035	0,3667	-0,7479	<b>-1,8378*</b>
(3.b) EEG 2014	0,0060	0,0887	0,0369	0,6672	-0,0101
(4.a) EEG 2017	0,0317	0,1369	0,1786	0,2918	0,2312
(4.b) EEG 2017	0,0162	-0,0054	0,1480	0,6015	-0,3216

Die Tabelle illustriert die abnormalen Preisänderungen der zweiten Kontrollgruppe, die über das Ereignisfenster [-5; +5] addiert und arithmetisch gewichtet wurden mit N=7 für Ereignis (1) sowie N=11 für die Ereignisse (2.a), (2.b), (3.a), (3.b), (4.a) und (4.b). Die Kennzeichnung der Signifikanzniveaus 90%/95%/99% erfolgt mithilfe von \*/\*\*/\*\*.

Tab. 66: Teststatistiken der ersten Kontrollgruppe mit Handelsvolumina

REMIT			EEG 2012			
Ereignis (1): 08.12.2011			Ereignis (2.a): 17.05.2011		Ereignis (2.b): 04.08.2011	
t	t-Test	Test nach CORRADO	t-Test	Test nach CORRADO	t-Test	Test nach CORRADO
-5	0,0481	0,5981	-0,1573	-0,3114	0,0347	0,2604
-4	0,1848	0,7649	-0,5520	-1,4593	-0,3367	-0,2517
-3	-0,6734	-0,1430	-0,1150	0,0178	0,3270	0,3993
-2	-0,5713	0,2894	-0,2692	-0,3915	0,1993	0,0868
-1	0,7304	<b>3,1436***</b>	-0,0450	0,0801	-0,5116	0,5989
0	-0,0497	-0,6388	-0,2122	-1,6195	0,9109	0,4687
+1	-1,4842	-0,2438	0,8107	-0,2047	<b>-3,1090***</b>	<b>-1,8401*</b>
+2	-0,3050	-1,0591	-0,3405	-1,0678	0,0573	0,1910
+3	-0,0210	-0,3446	-0,0130	0,4716	-0,2679	-0,1736
+4	<b>2,2528**</b>	<b>1,7063*</b>	-0,5798	-0,7386	<b>2,5639**</b>	1,3106
+5	-0,3340	-0,5716	-0,1675	0,1246	<b>2,0466**</b>	1,3540

EEG 2014					EEG 2017			
Ereignis (3.a): 04.03.2014			Ereignis (3.b): 24.07.2014		Ereignis (4.a): 31.07.2015		Ereignis (4.b): 18.10.2016	
t	t-Test	Test nach CORRADO	t-Test	Test nach CORRADO	t-Test	Test nach CORRADO	t-Test	Test nach CORRADO
-5	0,1330	1,1071	-0,2487	-0,0065	-0,1502	-0,3329	0,5006	0,8196
-4	-0,3149	-0,2334	0,1848	<b>1,7796*</b>	-0,8992	-0,6532	-0,4556	-0,4615
-3	0,3039	0,8670	<b>-4,0165***</b>	-1,0691	0,6680	1,6017	0,0444	0,1171
-2	-0,1900	-0,1667	<b>2,9348***</b>	-0,0652	0,0072	-0,7914	-0,0795	-0,5028
-1	<b>-3,9793***</b>	<b>-1,8874*</b>	-1,0449	0,1043	0,2837	0,6281	-0,7889	-0,9022
0	<b>3,5604***</b>	1,0204	<b>2,3257**</b>	-0,2086	-0,0590	-0,6218	0,3317	1,0124
+1	<b>-2,8376***</b>	-0,4468	0,1948	0,3585	-0,2271	-0,4145	0,4856	-1,1020
+2	<b>2,5018**</b>	0,1734	0,0394	0,3911	-0,1577	-0,3141	-0,8054	-0,4408
+3	-0,4195	<b>-1,7740*</b>	-0,1793	0,3259	-1,4819	0,3643	0,4409	-0,5303
+4	-0,2943	-0,3068	0,0914	0,2933	1,6300	<b>1,9408*</b>	0,4152	1,1777
+5	0,2499	0,9137	0,6112	0,3194	1,5009	0,8542	0,1512	0,6061

In der tabellarischen Übersicht werden die Testresultate der mittleren abnormalen Voluminaänderungen der Verbund-Börsen, die über das Ereignisfenster [-5; +5] ermittelt wurden, dargelegt. Zur Signifikanzprüfung werden der t-Test und das Verfahren nach CORRADO eingesetzt. Durch \*/\*\*/\*\* sind die Signifikanzniveaus 90%/95%/99% bestimmt.

Tab. 67: Teststatistiken der zweiten Kontrollgruppe mit Handelsvolumina

REMIT			EEG 2012						
Ereignis (1): 08.12.2011			Ereignis (2.a): 17.05.2011			Ereignis (2.b): 04.08.2011			
t	t-Test	Test nach CORRADO	t-Test	Test nach CORRADO	t-Test	Test nach CORRADO	t-Test	Test nach CORRADO	
-5	-0,0901	0,3338	1,1700	<b>2,1870**</b>	0,3711	0,5098			
-4	<b>1,9172*</b>	<b>2,1199**</b>	1,0587	1,2105	-0,4762	-0,6000			
-3	0,5039	0,4674	0,3450	0,3228	1,5088	1,2000			
-2	0,0211	0,0334	1,1988	1,4445	1,4669	1,0627			
-1	-0,0712	-0,0918	-0,6154	-1,4607	-0,5174	0,3020			
0	0,0734	0,5008	-1,4605	-1,0975	0,1630	0,1294			
+1	0,1953	-0,0918	<b>2,4010**</b>	1,5252	-0,5630	0,0078			
+2	-0,3287	-0,3589	-1,0427	-1,5898	-0,3956	-0,3921			
+3	<b>-2,0498**</b>	-1,6191	-0,0230	-0,5003	<b>-4,1257***</b>	-1,2392			
+4	0,7324	0,4423	-0,5738	-0,4519	<b>4,3101***</b>	1,2902			
+5	0,1438	-0,0417	1,3781	<b>1,9207*</b>	-0,5907	-0,7216			
EEG 2014					EEG 2017				
Ereignis (3.a): 04.03.2014			Ereignis (3.b): 24.07.2014		Ereignis (4.a): 31.07.2015		Ereignis (4.b): 18.10.2016		
t	t-Test	Test nach CORRADO	t-Test	Test nach CORRADO	t-Test	Test nach CORRADO	t-Test	Test nach CORRADO	
-5	0,2159	0,0314	-0,3179	-0,7206	0,3987	1,0258	0,7782	<b>1,7042*</b>	
-4	0,3992	0,1988	0,5580	1,3533	-0,1025	-0,6763	0,3832	1,3377	
-3	-0,5397	-1,2871	<b>-2,1549**</b>	-0,7812	-0,0124	1,2061	-0,7514	-1,6003	
-2	-0,1832	-0,3767	0,2724	-0,1155	0,1181	0,1860	-0,0995	-0,1771	
-1	<b>-2,0650*</b>	0,3139	0,8908	1,5238	-0,0972	-0,2593	1,0833	0,5375	
0	<b>3,4289***</b>	-0,1099	-0,2049	-0,5006	-0,0186	-1,1667	-1,5643	-0,8368	
+1	-0,0829	0,1831	-1,0477	-1,1827	-0,1869	-0,8285	-0,7156	-0,6475	
+2	-1,0230	-0,8372	-0,2678	-0,4511	0,4076	1,3358	-0,0165	0,2504	
+3	-1,5226	<b>-1,7423*</b>	0,2993	0,6931	-0,5669	-0,7214	0,5426	0,1588	
+4	-0,3585	-0,7325	<b>2,0656*</b>	<b>1,8319*</b>	-0,1825	0,7214	0,5573	0,8429	
+5	0,2730	0,7482	0,6045	1,6228	0,1304	-0,3269	-0,3060	-0,2626	

In der tabellarischen Übersicht werden die Testresultate der mittleren abnormalen Voluminaänderungen zum Sample der restlichen europäischen Börsen, die über das Ereignisfenster [-5; +5] ermittelt wurden, dargelegt. Zur Signifikanzprüfung werden der t-Test und das Verfahren nach CORRADO eingesetzt. Durch \*/\*\*/\*\* werden die Signifikanzebenen 90%/95%/99% symbolisiert.

Tab. 68: Robustheitsprüfung zur Negativpreisregression

<b>Basisfall -0,01 €/MWh</b>					
<b>Stunde</b>	<b>Anz. neg. Preise</b>	<b>Richtig positiv</b>	<b>Falsch negativ</b>	<b>Prognosegenauigkeit</b>	<b>Prognosekonfidenz</b>
1	20	8	12	0,40	0,67
2	33	16	17	0,48	0,76
3	40	16	24	0,40	0,76
4	36	17	19	0,47	0,71
5	29	17	12	0,59	0,68
6	20	6	14	0,30	0,67
7	27	15	12	0,56	0,65
8	17	6	11	0,35	0,50
11	9	6	3	0,67	0,86
12	7	2	5	0,29	0,67
13	12	6	6	0,50	0,86
14	16	8	8	0,50	0,80
15	24	15	9	0,63	1,00
16	20	12	8	0,60	0,80
17	14	8	6	0,57	1,00
24	12	5	7	0,42	1,00
<b>Grenze -0,5 €/MWh</b>					
<b>Stunde</b>	<b>Anz. neg. Preise</b>	<b>Richtig positiv</b>	<b>Falsch negativ</b>	<b>Prognosegenauigkeit</b>	<b>Prognosekonfidenz</b>
1	13	5	8	0,38	0,71
2	27	11	16	0,41	0,73
3	35	14	21	0,40	0,74
4	28	17	11	0,61	0,77
5	22	9	13	0,41	0,75
6	16	5	11	0,31	0,63
7	22	12	10	0,55	0,67
8	8	3	5	0,38	0,60
11	5	3	2	0,60	0,75
12	5	1	4	0,20	1,00
13	10	6	4	0,60	0,86
14	13	8	5	0,62	0,89
15	24	15	9	0,63	1,00
16	18	11	7	0,61	0,79
17	11	6	5	0,55	1,00
24	8	3	5	0,38	1,00

In der tabellarischen Übersicht wird die Prognosefähigkeit der verwendeten Logit-Regressionen bei verschiedenen Grenzwerten auf Basis eines Cut-Offs von 50% gezeigt.

Tab. 68: Robustheitsprüfung zur Negativpreisregression (Fortsetzung)

<b>Grenze -0,75 €/MWh</b>					
<b>Stunde</b>	<b>Anz. neg. Preise</b>	<b>Richtig positiv</b>	<b>Falsch negativ</b>	<b>Prognosegenauigkeit</b>	<b>Prognosekonfidenz</b>
1	13	5	8	0,38	0,83
2	27	11	16	0,41	0,73
3	33	14	19	0,42	0,74
4	28	17	11	0,61	0,77
5	22	9	13	0,41	0,75
6	15	5	10	0,33	0,63
7	22	12	10	0,55	0,67
8	8	3	5	0,38	0,60
11	5	3	2	0,60	0,75
12	5	1	4	0,20	1,00
13	10	6	4	0,60	0,86
14	13	8	5	0,62	0,89
15	20	14	6	0,70	0,88
16	18	11	7	0,61	0,79
17	11	6	5	0,55	1,00
24	8	3	5	0,38	1,00
<b>Grenze -1,00 €/MWh</b>					
<b>Stunde</b>	<b>Anz. neg. Preise</b>	<b>Richtig positiv</b>	<b>Falsch negativ</b>	<b>Prognosegenauigkeit</b>	<b>Prognosekonfidenz</b>
1	11	3	8	0,27	0,75
2	24	8	16	0,33	0,62
3	30	13	17	0,43	0,72
4	25	13	12	0,52	0,81
5	20	9	11	0,45	0,82
6	14	4	10	0,29	0,57
7	20	9	11	0,45	0,56
8	8	3	5	0,38	0,60
11	4	1	3	0,25	1,00
12	4	1	3	0,25	1,00
13	9	6	3	0,67	0,86
14	13	8	5	0,62	0,89
15	19	13	6	0,68	0,93
16	18	11	7	0,61	0,79
17	11	6	5	0,55	1,00
24	8	3	5	0,38	1,00

## Literaturverzeichnis

- 50 Hertz /Amprion /Tennet , et al.* (2015): Prognose der EEG-Umlage 2016 nach AusglMechV – Prognosekonzept und Berechnung der ÜNB, Berlin, et al.
- Abad-Romero, Pilar/Robles-Fernandez, M. Dolores* (2006): Risk and Return Around Bond Rating Changes – New Evidence From the Spanish Stock Market, in: *Journal of Business Finance & Accounting* 33, Nr. 5-6, S. 885–908.
- Acosta López, Romy/Müller-Pelzer, Felicia* (2008): Photovoltaik – auf dem Weg zur Netzparität, in: *uwf UmweltWirtschaftsForum* 16, Nr. 3, S. 137–141.
- Admati, Anat R./Pfleiderer, Paul* (1988): A Theory of Intraday Patterns: Volume and Price Variability, in: *Review of Financial Studies* 1, Nr. 1, S. 3–40.
- AG Energiebilanzen* (2016): Auswertungstabellen zur Energiebilanz Deutschland 1990 bis 2015, Berlin.
- AG Energiebilanzen* (2017): Energieverbrauch in Deutschland im Jahr 2016, Berlin.
- AG Energiebilanzen* (2019): Bruttostromerzeugung in Deutschland ab 1990 nach Energieträgern, Berlin.
- Agentur für Erneuerbare Energien* (2015): Die neue Stromwelt – Szenario eines 100% erneuerbaren Stromversorgungssystems, Berlin.
- Agora Energiewende* (2013): Kostenoptimaler Ausbau der Erneuerbaren Energien in Deutschland – Ein Vergleich möglicher Strategien für den Ausbau von Wind- und Solarenergie in Deutschland bis 2033, Berlin.
- Agora Energiewende* (2014a): Erneuerbare-Energien- Gesetz 3.0 – Konzept einer strukturellen EEG-Reform auf dem Weg zu einem neuen Strommarktdesign (Langfassung) Berlin.
- Agora Energiewende* (2014b): Negative Strompreise: Ursachen und Wirkungen – Eine Analyse der aktuellen Entwicklungen und ein Vorschlag für ein Flexibilitätsgesetz, Berlin.
- Agora Energiewende* (2015a): Report on the German power system, Berlin.
- Agora Energiewende* (2015b): Understanding the Energiewende – FAQ on the ongoing transition of the German power system, Berlin.
- Agora Energiewende* (2016): Refining Short-Term Electricity Markets to Enhance Flexibility – Stocktaking as well as Options for Reform in the Pentalateral Energy Forum Region, Berlin.
- Agora Energiewende* (2019): Die Energiewende im Stromsektor: Stand der Dinge 2018 – Rückblick auf die wesentlichen Entwicklungen sowie Ausblick auf 2019, Berlin.
- Agrawal, Jagdish/Kamakura, Wagner A.* (1995): The Economic Worth of Celebrity Endorsers: An Event Study Analysis, in: *Journal of Marketing* 59, Nr. 3, S. 56–62.

- Agricola, Annegret-Claudine/Seidl, Hannes* (2014): Sicherheit und Zuverlässigkeit der Stromversorgung von morgen, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 64, Nr. 6, S. 8–12.
- Aharony, Joseph/Saunders, Anthony/Swary, Itzhak* (1988): The effects of DIDMCA on bank stockholders' returns and risk, in: *Journal of Banking & Finance* 12, Nr. 3, S. 317–331.
- Ahern, Kenneth R.* (2009): Sample selection and event study estimation, in: *Journal of Empirical Finance* 16, Nr. 3, S. 466–482.
- Ahn, Heinz/Clermont, Marcel/Souren, Rainer* (2016, Hrsg.): *Nachhaltiges Entscheiden*, Wiesbaden.
- Akerlof, George A.* (1970): The Market for "Lemons": Quality Uncertainty and the Market Mechanism, in: *Quarterly Journal of Economics* 84, Nr. 3, S. 488–500.
- Aktas, Nihat/Bodt, Eric de/Cousin, Jean-Gabriel* (2007): Event studies with a contaminated estimation period, in: *Journal of Corporate Finance* 13, Nr. 1, S. 129–145.
- Albers, Sönke/Klapper, Daniel/Konradt, Udo, et al.* (2009, Hrsg.): *Methodik der empirischen Forschung*, 3. Aufl., Wiesbaden.
- Alchian, Armen A./Demsetz, Harold* (1972): Production, Information Costs, and Economic Organization, in: *American Economic Review* 62, Nr. 5, S. 777–795.
- Alexander, Sidney S.* (1961): Price Movement in Speculative Market: Trends or Random Walk?, in: *Industrial Management Review* 2, Nr. 2, S. 7–26.
- Alexander, Volbert* (1998): Geldpolitik und Volatilitäten auf Finanzmärkten, in: *Ernst Baltensperger* (Hrsg.): *Spekulation, Preisbildung und Volatilität auf Finanz- und Devisenmärkten*, Berlin, S. 95–128.
- Algora, Carlos/Rey-Stolle, Ignacio* (2012): The Interest and Potential of Ultra-High Concentration, in: *Ana B. Cristóbal López/Antonio Martí Vega/Antonio Luque López* (Hrsg.): *Next Generation of Photovoltaics – New Concepts*, Berlin, Heidelberg, S. 23–60.
- Allen, Franklin* (1990): The Market for Information and the Origin of Financial Intermediation, in: *Journal of Financial Intermediation* 1, Nr. 1, S. 3–30.
- Allen, Franklin/Santomero, Anthony M.* (1998): The theory of financial intermediation, in: *Journal of Banking & Finance* 21, Nr. 11-12, S. 1461–1485.
- Allen, Franklin/Santomero, Anthony M.* (2001): What do financial intermediaries do?, in: *Journal of Banking & Finance* 25, Nr. 2, S. 271–294.
- Allen, P. Geoffrey/Fildes, Robert* (2001): Econometric Forecasting, in: *Jon S. Armstrong* (Hrsg.): *Principles of forecasting – A handbook for researchers and practitioners*, Boston (MA), S. 303–362.
- Allianz Umweltstiftung* (2016): *Informationen zum Thema „Erneuerbare Energien“ – Hintergründe, Fakten und Perspektiven*, Berlin.

- Alt, James E./Shepsle, Kenneth A.* (1995, Hrsg.): Perspectives on positive political economy, Cambridge (MA).
- Alt, Rainer/Klein, Stefan* (2011): Twenty years of electronic markets research – looking backwards towards the future, in: *Electron Markets* 21, Nr. 1, S. 41–51.
- Al-Thaqeb, Saud Asaad* (2018): Do international markets overreact? – Event study: International market reaction to U.S. local news events, in: *Research in International Business and Finance* 44, Nr. 1, S. 369–385.
- Altrock, Martin/Vollprecht, Jens* (2011): Zur Entwicklung des Einspeisemanagements zwischen dem Vorrang Erneuerbarer Energien und dem Ausbau fluktuierender Stromerzeugungskapazitäten, in: *Zeitschrift für Neues Energierecht* 15, Nr. 3, S. 231–243.
- Ambrosius, Mirjam/Grimm, Veronika/Rückel, Bastian, et al.* (2017): Modellierung von liberalisierten Strommärkten – Herausforderungen und Lösungen, in: *Perspektiven der Wirtschaftspolitik* 18, Nr. 1, S. 2–31.
- Amjady, Nima/Daraeepour, Ali* (2009): Design of input vector for day-ahead price forecasting of electricity markets, in: *Expert Systems with Applications* 36, Nr. 10, S. 12281–12294.
- Ammon, Martin* (2013): Wettbewerbsfähigkeit der Photovoltaik im deutschen Energiemix – Neudefinition des Ansatzes der Netzparität, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 37, Nr. 3, S. 219–229.
- Ammon, Martin* (2016): Neudefinition des Ansatzes zur Netzparität der Photovoltaik als Kennziffer der Wettbewerbsfähigkeit am Beispiel des deutschen Energiemarktes, Freiberg (zugl.: Freiberg, Univ., Diss., 2016).
- Ampère, André-Marie* (1821): Ueber die gegenseitigen Wirkungen welche auf einander ausüben zwei electriche Ströme ein electricher Strom und ein Magnet oder die Erdkugel und zwei Magnete – Zweite Hälfte, in: *Annalen der Physik* 67, Nr. 3, S. 225–258.
- Amundsen, Eirik S./Mortensen, Jørgen B.* (2001): The Danish Green Certificate System – Some simple analytical results, in: *Energy Economics* 23, Nr. 5, S. 489–509.
- Anderer, Pia* (2013): Das Wasserkraftpotenzial in Deutschland und Europa, in: *Stephan Heimerl* (Hrsg.): *Wasserkraftprojekte – Ausgewählte Beiträge aus der Fachzeitschrift WasserWirtschaft*, Wiesbaden, S. 36–42.
- Andersen, Torben G./Bollerslev, Tim* (1998): Deutsche Mark-Dollar Volatility: Intraday Activity Patterns, Macroeconomic Announcements, and Longer Run Dependencies, in: *Journal of Finance* 53, Nr. 1, S. 219–265.
- Andor, Mark/Flinkerbusch, Kai/Janssen, Matthias, et al.* (2010): Negative Strompreise und der Vorrang Erneuerbarer Energien, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 34, Nr. 2, S. 91–99.

- Andrews-Speed, Philip* (2016): Applying institutional theory to the low-carbon energy transition, in: *Energy Research & Social Science* 13, Nr. 1, S. 216–225.
- Angbazo, Lazarus/Saunders, Anthony* (1996): *The Effect of TBTF Deregulation on Bank Cost of Funds*, New York (NY).
- APX /Belpex /EPEX Spot* (2013): *Joint Statement on negative prices in Belgium and France on 16 June 2013*, Amsterdam, Brüssel, Paris.
- Arens, Tilo/Hettlich, Frank/Karpfinger, Christian, et al.* (2015): *Mathematik*, 3. Aufl., Berlin, Heidelberg.
- Aristeidis, Samitas/Elias, Kampouris* (2018): Empirical analysis of market reactions to the UK's referendum results – How strong will Brexit be?, in: *Journal of International Financial Markets, Institutions and Money* 53, Nr. 1, S. 263–286.
- Armitage, Seth* (1995): Event Study Methods and Evidence on their Performance, in: *Journal of Economic Surveys* 8, Nr. 4, S. 25–52.
- Armstrong, Jon S.* (2001): Extrapolation of Time-Series and Cross-Sectional Data, in: *Jon S. Armstrong* (Hrsg.): *Principles of forecasting – A handbook for researchers and practitioners*, Boston (MA), S. 217–244.
- Armstrong, Jon S.* (2001, Hrsg.): *Principles of forecasting*, Boston (MA).
- Armstrong, Jon S./Green, Kesten C./Graefe, Andreas* (2015): Golden rule of forecasting – Be conservative, in: *Journal of Business Research* 68, Nr. 8, S. 1717–1731.
- Arrow, Kenneth J.* (1964): Control in Large Organizations, in: *Management Science* 10, Nr. 3, S. 397–408.
- Arrow, Kenneth J.* (1969): *The Organization of Economic Activity: Issues Pertinent to the Choice of Market versus Non-market Allocation, The Analysis and Evaluation of Public Expenditures: The PPP-System*, U.S. Joint Economic Committee, 91st Congress, 1st Session, U.S. GAO, Washington (D.C.), S. 47-64
- Arrow, Kenneth J.* (1975): Thorstein Veblen as an Economic Theorist, in: *American Economist* 19, Nr. o. Nr., S. 5–9.
- Assmann, Heinz-Dieter/Kirchner, Christian/Schanze, Erich* (1993, Hrsg.): *Ökonomische Analyse des Rechts*, Tübingen.
- Auer, Benjamin/Rottmann, Horst* (2015): *Statistik und Ökonometrie für Wirtschaftswissenschaftler – Eine anwendungsorientierte Einführung*, 3. Aufl., Wiesbaden.
- Auer, Benjamin R./Schuster, Martin* (2014): Varianzquotiententests und Random Walk Verhalten internationaler Aktienmärkte, in: *Management Review Quarterly* 64, Nr. 2, S. 73–100.
- Auer, Josef* (2015): *Europäische Energieunion kommt Schritt für Schritt – Neue Institution aufgrund aktueller Herausforderungen*, Frankfurt am Main.

- Aufleger, Markus/Brinkmeier, Barbara/Klar, Robert, et al.* (2013a): Wasser als Energiespeicher – neue Ideen und Konzepte, in: *Stephan Heimerl* (Hrsg.): *Wasserkraftprojekte – Ausgewählte Beiträge aus der Fachzeitschrift WasserWirtschaft*, Wiesbaden, S. 373–379.
- Aufleger, Markus/Joos, Franz/Jorde, Klaus, et al.* (2013b): Stromerzeugung aus Wasserkraft, in: *Martin Kaltschmitt/Wolfgang Streicher/Andreas Wiese* (Hrsg.): *Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*, 5. Aufl., Berlin, S. 555–619.
- Aust, Benjamin/Horsch, Andreas* (2016): Das Wetterderivate-Paradoxon, in: *WiSt – Wirtschaftswissenschaftliches Studium* 45, Nr. 12, S. 664–666.
- Aust, Benjamin/Horsch, Andreas* (2020): Negative market prices on power exchanges – Evidence and policy implications from Germany, in: *The Electricity Journal* 33, Nr. 3, Artikel 106716.
- Aust, Benjamin/Morscher, Christof* (2017): Negative Strompreise in Deutschland, in: *Wirtschaftsdienst* 97, Nr. 4, S. 304–306.
- Australian Energy Market Operator* (2010): *An Introduction to Australia’s National Electricity Market*, Melbourne.
- Awerbuch, Shimon/Yang, Spencer* (2007): Efficient electricity generating portfolios for Europe: maximising energy security and climate change mitigation, in: *EIB Papers* 12, Nr. 2, S. 9–37.
- Azofra, Diego/Jiménez, Emilio/Martínez, Eduardo, et al.* (2014): Wind power merit-order and feed-in-tariffs effect – A variability analysis of the Spanish electricity market, in: *Energy Conversion and Management* 83, Nr. 1, S. 19–27.
- Bach, Paul-Frederik* (2010): *The Variability of Wind Power – Collected Papers 2009–2010*, London.
- Bachelier, Louis* (1900): *Théorie de la Spéculation*, Paris.
- Backhaus, Klaus/Erichson, Bernd/Plinke, Wulff, et al.* (2011): *Multivariate Analysemethoden – Eine anwendungsorientierte Einführung*, 13. Aufl., Heidelberg.
- Balks, Marita/Breloh, Philipp* (2014a): Auswirkungen des neuen Erneuerbare-Energien-Gesetzes auf Offshore-Wind-Investitionen, in: *Wirtschaftsdienst* 94, Nr. 7, S. 520–523.
- Balks, Marita/Breloh, Philipp* (2014b): Risikobewertung bei Investitionen in Offshore-Windanlagen, in: *Wirtschaftsdienst* 94, Nr. 1, S. 26–33.
- Ball, Ray/Brown, Philip* (1968): An Empirical Evaluation of Accounting Income Numbers, in: *Journal of Accounting Research* 6, Nr. 2, S. 159–178.
- Baltensperger, Ernst* (1998, Hrsg.): *Spekulation, Preisbildung und Volatilität auf Finanz- und Devisenmärkten*, Berlin.

- Bannier, Christina E./Hirsch, Christian W.* (2010): The economic function of credit rating agencies – What does the watchlist tell us?, in: *Journal of Banking & Finance* 34, Nr. 12, S. 3037–3049.
- Bardmann, Manfred* (2011): *Grundlagen der Allgemeinen Betriebswirtschaftslehre*, Wiesbaden.
- Bardt, Hubertus* (2005): *Regulierungen im Strommarkt – Umweltschutz und Wettbewerb*, Köln.
- Bardt, Hubertus* (2010): *Energieversorgung in Deutschland – Wirtschaftlich, sicher und umweltverträglich*, Köln.
- Bardt, Hubertus/Biebeler, Hendrik/Haas, Heide* (2013): Einfluss des Klimawandels auf die deutsche Energieversorgung, in: *Wirtschaftsdienst* 93, Nr. 5, S. 307–314.
- Bardt, Hubertus/Niehues, Judith* (2013): Verteilungswirkungen des EEG, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 37, Nr. 3, S. 211–218.
- Barradale, Merrill Jones* (2010): Impact of public policy uncertainty on renewable energy investment – Wind power and the production tax credit, in: *Energy Policy* 38, Nr. 12, S. 7698–7709.
- Bartsch, Michael* (2015): Das regulierte Netzgeschäft – Strategische Ausrichtung eines Stromverteilnetzbetreibers, in: *Werner Hecker/Carsten Lau/Arno Müller* (Hrsg.): *Zukunftsorientierte Unternehmenssteuerung in der Energiewirtschaft*, Wiesbaden, S. 113–129.
- Barucci, Emilio* (2003): *Financial Markets Theory – Equilibrium, Efficiency and Information*, London, et al.
- Bask, Mikael/Widerberg, Anna* (2009): Market structure and the stability and volatility of electricity prices, in: *Energy Economics* 31, Nr. 2, S. 278–288.
- Bauer, Hartmut* (2012): Von der Privatisierung zur Rekommunalisierung – Einführende Problemskizze, in: *Hartmut Bauer/Christiane Büchner/Lydia Hajasch* (Hrsg.): *Rekommunalisierung öffentlicher Daseinsvorsorge*, Potsdam, S. 11–31.
- Bauer, Hartmut/Büchner, Christiane/Hajasch, Lydia* (2012, Hrsg.): *Rekommunalisierung öffentlicher Daseinsvorsorge*, Potsdam.
- Baumann, Reto/Juric, Thomas* (2013): Die Gegendruck-Pelton-turbine als Lösung für die Energieproduktion in Trinkwassersystemen, in: *Stephan Heimerl* (Hrsg.): *Wasserkraftprojekte – Ausgewählte Beiträge aus der Fachzeitschrift WasserWirtschaft*, Wiesbaden, S. 304–309.
- Baumann, Wolfgang/Braukmann, Ulrich/Matthes, Winfried* (2010, Hrsg.): *Innovation und Internationalisierung*, Wiesbaden.
- Baur, Jürgen F./Salje, Peter/Schmidt-Preuß, Matthias* (2016, Hrsg.): *Regulierung in der Energiewirtschaft*, 2. Aufl., Köln.
- Bazilian, Morgan/Onyeji, Ijeoma/Liebreich, Michael, et al.* (2012): *Re-considering the Economics of Photovoltaic Power*, New York (NY).

- BDEW Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.* (2013): Die 10 größten deutschen Stromversorger 2003 bis 2010, Berlin.
- Beales, Howard/Mazis, Michael B./Salop, Steven C., et al.* (1981): Consumer Search and Public Policy, in: *Journal of Consumer Research* 8, Nr. 1, S. 11–22.
- Beaver, William H.* (1968): The Information Content of Annual Earnings Announcements, in: *Journal of Accounting Research* 6, Nr. 1, S. 67–92.
- Beaver, William H.* (1981): Market Efficiency, in: *Accounting Review* 56, Nr. 1, S. 23–37.
- Becker, Hans P.* (2016): Investition und Finanzierung – Grundlagen der betrieblichen Finanzwirtschaft, 7. Aufl., Wiesbaden.
- Becker, Peter* (2012): Der (wahre) Strompreis: Das unbekannte Wesen, in: *Zeitschrift für Neues Energierecht* 16, Nr. 6, S. 563–569.
- Becker, Peter/Lüdemann, Volker* (2011): Neuer Strommarkt: Aufsichts- und Verfassungsfragen, in: *Zeitschrift für Neues Energierecht* 15, Nr. 6, S. 583–593.
- Belcher, Alice* (1995): Techniques for evaluating regulatory change, in: *European Journal of Law and Economics* 2, Nr. 3, S. 211–226.
- Bell, William P./Wild, Phillip/Foster, John, et al.* (2017): Revitalising the wind power induced merit order effect to reduce wholesale and retail electricity prices in Australia, in: *Energy Economics* 67, Nr. 1, S. 224–241.
- Benhmad, François/Percebois, Jacques* (2018): Photovoltaic and wind power feed-in impact on electricity prices – The case of Germany, in: *Energy Policy* 119, Nr. 1, S. 317–326.
- Benitez, Liliana E./Benitez, Pablo C./van Kooten, G. Cornelis* (2008): The economics of wind power with energy storage, in: *Energy Economics* 30, Nr. 4, S. 1973–1989.
- Bennauer, Ute* (1994): Ökologieorientierte Produktentwicklung – Eine strategisch-technologische Betrachtung der betriebswirtschaftlichen Rahmenbedingungen, Heidelberg.
- Benston, George J./Smith, Clifford W.* (1976): A Transactions Cost Approach to the Theory of Financial Intermediation, in: *Journal of Finance* 31, Nr. 2, S. 215–231.
- Bera, Anil K./Higgins, Matthew L.* (1993): ARCH Models: Properties, Estimation and Testing, in: *Journal of Economic Surveys* 7, Nr. 4, S. 305–366.
- Berk, Istemi* (2014): Four Essays on Energy Prices and Resource Markets, Köln (zugl.: Köln, Univ., Diss., 2014).
- Berkowitz, Jeremy* (2001): Testing Density Forecasts, With Applications to Risk Management, in: *Journal of Business & Economic Statistics* 19, Nr. 4, S. 465–474.
- Berry, Michael A./Gallinger, George W./Henderson, Glenn V.* (1990): Using Daily Stock Returns in Event Studies and the Choice of Parametric Versus Nonparametric

- Test Statistics, in: *Quarterly Journal of Business and Economics* 29, Nr. 1, S. 70–85.
- Berthel, Jürgen* (1967): Informationen und Vorgänge ihrer Bearbeitung in der Unternehmung – eine programmatische Problem- und Aussagenanalyse, Berlin (zugl.: Berlin, Univ., Diss., 1967).
- Berzelius, Jacob* (1810): Einige prüfende Versuche über die Theorie der Volta'schen Säule, in: *Annalen der Physik* 35, Nr. 7, S. 269–277.
- Bessembinder, Hendrik/Kahle, Kathleen M./Maxwell, William F., et al.* (2009): Measuring Abnormal Bond Performance, in: *Review of Financial Studies* 22, Nr. 10, S. 4219–4258.
- Bessembinder, Hendrik/Lemmon, Michael L.* (2002): Equilibrium Pricing and Optimal Hedging in Electricity Forward Markets, in: *Journal of Finance* 57, Nr. 3, S. 1347–1382.
- Bester, Helmut* (2012): *Theorie der Industrieökonomik*, 6. Aufl., Berlin, Heidelberg.
- Bierbrauer, Michael/Menn, Christian/Rachev, Svetlozar T., et al.* (2007): Spot and derivative pricing in the EEX power market, in: *Journal of Banking & Finance* 31, Nr. 11, S. 3462–3485.
- Bierbrauer, Michael/Trück, Stefan/Weron, Rafał* (2004): Modeling electricity prices with regime switching models, in: *Marian Bubak/Geert Dick van Albada/Peter M. Sloot, et al.* (Hrsg.): *Computational Science ICCS 2004 – 4th International Conference*, Kraków, Poland, June 6-9, 2004, Proceedings, Part IV, Krakau, S. 859–867.
- Billig, Eric* (2016): Bewertung technischer und wirtschaftlicher Entwicklungspotenziale künftiger und bestehender Biomasse-zu-Methan-Konversionsprozesse, Leipzig (zugl.: Leipzig, Univ., Diss., 2016).
- Binder, John J.* (1985): Measuring the Effects of Regulation with Stock Price Data, in: *RAND Journal of Economics* 16, Nr. 2, S. 167–183.
- Binder, John J.* (1998): The Event Study Methodology Since 1969, in: *Review of Quantitative Finance and Accounting* 11, Nr. 2, S. 111–137.
- Biskas, Pandelis N./Chatzigiannis, Dimitris I./Bakirtzis, Anastasios G.* (2013): Market coupling feasibility between a power pool and a power exchange, in: *Electric Power Systems Research* 104, Nr. 1, S. 116–128.
- Black, Fischer* (1976): The Pricing of Commodity Contracts, in: *Journal of Financial Economics* 3, Nr. 1-2, S. 167–179.
- Black, Fischer/Scholes, Myron* (1973): The Pricing of Options and Corporate Liabilities, in: *Journal of Political Economy* 81, Nr. 3, S. 637–654.
- Blakers, Andrew* (2011): Retail grid parity for Photovoltaics, Canberra.
- Blazquez, Jorge/Fuentes-Bracamontes, Rolando/Bollino, Carlo A., et al.* (2018): The renewable energy policy Paradox, in: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 82, Nr. 1, S. 1–5.

- Bloess, Andreas/Schill, Wolf-Peter/Zerrahn, Alexander* (2018): Power-to-heat for renewable energy integration – A review of technologies, modeling approaches, and flexibility potentials, in: *Applied Energy* 212, Nr. 1, S. 1611–1626.
- Blum, Ulrich/Dudley, Leonard/Leibbrand, Frank, et al.* (2005): *Angewandte Institutionenökonomik – Theorien – Modelle – Evidenz*, Wiesbaden.
- Böckers, Veit/Haucap, Justus/Jovanovic, Dragan* (2013): *Diskriminierende Gebotsbeschränkungen im deutschen Großhandelsmarkt für Strom: Eine wettbewerbsökonomische Analyse*, Düsseldorf.
- Böckers, Veit/Heimeshoff, Ulrich* (2014): The extent of European power markets, in: *Energy Economics* 46, Nr. 1, S. 102–111.
- Bode, Jürgen* (1993): *Betriebliche Produktion von Information*, Wiesbaden (zugl.: Köln, Univ., Diss., 1993).
- Bode, Jürgen* (1997): Der Informationsbegriff in der Betriebswirtschaftslehre, in: *Schmalenbachs Zeitschrift für betriebswirtschaftliche Forschung* 49, Nr. 5, S. 449–468.
- Bode, Sven/Frondel, Manuel/Schmidt, Christoph M., et al.* (2010): Integration der erneuerbaren Energien in das Stromversorgungssystem, in: *Wirtschaftsdienst* 90, Nr. 10, S. 643–660.
- Bode, Sven/Groscurth, Helmuth-M.* (2009): Liberalisierter Strommarkt – Naht das Ende?, in: *Wirtschaftsdienst* 89, Nr. 4, S. 274–280.
- Bode, Sven/Groscurth, Helmuth-M.* (2011): The Impact of PV on the German Power Market, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 35, Nr. 2, S. 105–115.
- Boehmer, Ekkehart/Masumeci, Jim/Poulsen, Annette B.* (1991): Event-study methodology under conditions of event-induced variance, in: *Journal of Financial Economics* 30, Nr. 2, S. 253–272.
- Bohmann, Marc/Michayluk, David/Patel, Vinay, et al.* (2019): Liquidity and earnings in event studies – Does data granularity matter?, in: *Pacific-Basin Finance Journal* 54, Nr. 1, S. 118–131.
- Böhmer, Ekkehart/Löffler, Yvonne* (1999): Kursrelevante Ereignisse bei Unternehmensübernahmen: Eine empirische Analyse des deutschen Kapitalmarktes, in: *Schmalenbachs Zeitschrift für betriebswirtschaftliche Forschung* 51, Nr. 4, S. 299–324.
- Bohne, Eberhard* (2011): Conflicts between national regulatory cultures and EU energy regulations, in: *Utilities Policy* 19, Nr. 4, S. 255–269.
- Bollerslev, Tim* (1986): Generalized Autoregressive Conditional Heteroskedasticity, in: *Journal of Econometrics* 31, Nr. 1, S. 307–327.
- Bollerslev, Tim/Chou, Ray Y./Kroner, Kenneth F.* (1992): ARCH modeling in finance: A review of the theory and empirical evidence, in: *Journal of Econometrics* 52, Nr. 1-2, S. 5–59.

- Bollin, Elmar* (2015): Solartechnik, in: *Richard Zahoransky* (Hrsg.): *Energietechnik – Systeme zur Energieumwandlung*, 7. Aufl., Wiesbaden, S. 359–399.
- Bollinger, Iris* (1999): Die Entwicklung von Börsenkursen im zeitlichen Umfeld von Kapitalerhöhungen, Berlin (zugl.: Würzburg, Univ., Diss., 1997).
- Bontrup, Heinz-Josef/Marquardt, Ralf-Michael* (2011): *Kritisches Handbuch der deutschen Elektrizitätswirtschaft – Branchenentwicklung, Unternehmensstrategien, Arbeitsbeziehungen*, 2. Aufl., Berlin.
- Booth, Geoffrey G./Glascock, John L./Sarkar, Salil K.* (1996): A reexamination of corporate sell-offs of real estate assets, in: *Journal of Real Estate Finance and Economics* 12, Nr. 2, S. 195–202.
- Borchert, Jörg/Hasenbeck, Marc/Jungbluth, Christian, et al.* (2009): Bewertung und Steuerung von Gasspeichern bzw. Gasspeicherscheiben, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 33, Nr. 4, S. 279–293.
- Borggrefe, Frieder/Nüßler, Ariette* (2009): Auswirkungen fluktuierender Windverstromung auf Strommärkte und Übertragungsnetze, in: *uwf UmweltWirtschaftsForum* 17, Nr. 4, S. 333–343.
- Borgmann, Eberhard* (2004): Preisrisikomanagement im liberalisierten deutschen Strommarkt, Freiberg (zugl.: Freiberg, Univ., Diss., 2004).
- Borodovsky, Lev/Lore, Marc* (2000, Hrsg.): *Professional's Handbook of Financial Risk Management*, Oxford.
- Boroumand, Raphaël Homayoun/Goutte, Stéphane/Porcher, Simon, et al.* (2015): Hedging strategies in energy markets – The case of electricity retailers, in: *Energy Economics* 51, Nr. 1, S. 503–509.
- Borovkova, Svetlana/Permana, Ferry J.* (2006): Modelling electricity prices by the potential jump-diffusion, in: *Albert N. Shiryaev/Manuel L. Esquivel/Maria R. Grossinho, et al.* (Hrsg.): *Stochastic Finance*, Boston (MA), S. 239–263.
- Borovkova, Svetlana/Schmeck, Maren D.* (2017): Electricity price modeling with stochastic time change, in: *Energy Economics* 63, Nr. 1, S. 51–65.
- Bortz, Jürgen* (1999): *Statistik für Sozialwissenschaftler*, 5. Aufl., Berlin.
- Bosch, Robert* (2001): Market-Maker als liquiditätsspendende Intermediäre in Börsenmärkten – Das Betreuerkonzept der Deutschen Börse AG, Wiesbaden (zugl.: Erlangen, Nürnberg, Univ., Diss., 2001).
- Bosco, Bruno Paolo/Parisio, Lucia P./Pelagatti, Matteo M.* (2007): Deregulated Wholesale Electricity Prices in Italy – An Empirical Analysis, in: *International Advances in Economic Research* 13, Nr. 4, S. 415–432.
- Böttcher, Jörg* (2009): *Finanzierung von Erneuerbare-Energien-Vorhaben*, München.
- Böttcher, Jörg* (2012, Hrsg.): *Handbuch Windenergie*, München.
- Böttcher, Jörg* (2014, Hrsg.): *Stromleitungsnetze*, München.

- Böttcher, Jörg* (2014, Hrsg.): *Wasserkraftprojekte*, Berlin.
- Botterud, Audun/Kristiansen, Tarjei/Ilic, Marija D.* (2010): The relationship between spot and futures prices in the Nord Pool electricity market, in: *Energy Economics* 32, Nr. 5, S. 967–978.
- Boundy, Bob/Diegel, Susan W./Wright, Lynn, et al.* (2011): *Biomass Energy Data Book*, 4. Aufl., Oak Ridge (TN).
- Bowden, Nicholas/Payne, James E.* (2008): Short term forecasting of electricity prices for MISO hubs – Evidence from ARIMA-EGARCH models, in: *Energy Economics* 30, Nr. 6, S. 3186–3197.
- Böwing, Andreas* (2016): Regulierung des Netzzugangs für Strom, in: *Jürgen F. Baur/Peter Salje/Matthias Schmidt-Preuß* (Hrsg.): *Regulierung in der Energiewirtschaft – Ein Praxishandbuch*, 2. Aufl., Köln, S. 821–873.
- Box, George E. P.* (1976): Science and Statistics, in: *Journal of the American Statistical Association* 71, Nr. 356, S. 791–799.
- Box, George E. P./Cox, David R.* (1964): An Analysis of Transformations, in: *Journal of the Royal Statistical Society. Series B (Methodological)* 26, Nr. 2, S. 211–252.
- Box, George E. P./Draper, Norman R.* (1987): *Empirical model-building and response surfaces*, New York (NY).
- Box, George E. P./Jenkins, Gwilym M.* (1970): *Time Series Analysis – Forecasting and Control*, Oakland (CA).
- Box, George E. P./Jenkins, Gwilym M./Reinsel, Gregory C.* (2011): *Time Series Analysis – Forecasting and Control*, 4. Aufl., Hoboken (NJ).
- Brakhage, Jens/Hollerbach, Karin* (2015): Die „smarte“ Revolution der Energiemärkte, in: *Werner Hecker/Carsten Lau/Arno Müller* (Hrsg.): *Zukunftsorientierte Unternehmenssteuerung in der Energiewirtschaft*, Wiesbaden, S. 75–96.
- Brand, Dieter* (1990): *Der Transaktionskostenansatz in der betriebswirtschaftlichen Organisationstheorie – Stand und Weiterentwicklung der theoretischen Diskussion sowie Ansätze zur Messung des Einflusses kognitiver und motivationaler Persönlichkeitsmerkmale auf das transaktionskostenrelevante Informationsverhalten*, Frankfurt am Main (zugl.: Paderborn, Univ., Diss., 1989).
- Brandt, Tobias/Wagner, Sebastian/Neumann, Dirk* (2017): Evaluating a business model for vehicle-grid integration – Evidence from Germany, in: *Transportation Research Part D: Transport and Environment* 50, Nr. 1, S. 488–504.
- Bratis, Theodoros/Laopodis, Nikiforos T./Kouretas, Georgios P.* (2017): Assessing the impact of an EU financial transactions tax on asset volatility – An event study, in: *International Review of Financial Analysis* 53, Nr. 1, S. 12–24.
- Braun, Christoph* (2010): Energiepreisabsicherung mit Derivaten, in: *Roland Elller/Markus Heinrich/René Perrot, et al.* (Hrsg.): *Management von Rohstoffrisiken – Strategien, Märkte und Produkte*, Wiesbaden, S. 181–196.

- Braun, Sebastian M./Brunner, Christoph* (2018): Price Sensitivity of Hourly Day-ahead and Quarter-hourly Intraday Auctions in Germany, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 42, Nr. 3, S. 257–270.
- Brauner, Günter* (2013): Die Bedeutung kurzfristiger und langfristiger Speichertechnologien in der Energiewende, in: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 130, Nr. 6, S. 148–152.
- Brauner, Günther* (2016): *Energiesysteme: regenerativ und dezentral – Strategien für die Energiewende*, Wiesbaden.
- Breuer, Wolfgang* (1993): *Finanzintermediation im Kapitalmarktgleichgewicht*, Wiesbaden (zugl.: Köln, Univ., Diss., 1993).
- Breuer, Wolfgang* (2013): *Finanzierung – Eine systematische Einführung*, 3. Aufl., Wiesbaden.
- Breuer, Wolfgang/Gürtler, Marc/Schuhmacher, Frank* (2006): *Portfoliomanagement II*, Wiesbaden.
- Breuer, Wolfgang/Gürtler, Marc/Schuhmacher, Frank* (2010): *Portfoliomanagement I*, 3. Aufl., Wiesbaden.
- Brijs, Tom/Jonghe, Cedric de/Hobbs, Benjamin F., et al.* (2017): Interactions between the design of short-term electricity markets in the CWE region and power system flexibility, in: *Applied Energy* 195, Nr. 1, S. 36–51.
- Brijs, Tom/Vos, Kristof de/Jonghe, Cedric de, et al.* (2015): Statistical analysis of negative prices in European balancing markets, in: *Renewable Energy* 80, Nr. 1, S. 53–60.
- Bringezu, Stefan/Schütz, Helmut/Schepelmann, Philipp, et al.* (2009): Nachhaltige Flächennutzung und nachwachsende Rohstoffe – Optionen einer nachhaltigen Flächennutzung und Ressourcenschutzstrategien unter besonderer Berücksichtigung der nachhaltigen Versorgung mit nachwachsenden Rohstoffen, Dessau-Roßlau.
- Brinton, Mary C./Nee, Victor* (1998, Hrsg.): *The New Institutionalism in Sociology*, New York, NY.
- Broersen, Piet M. T.* (2006): *Automatic Autocorrelation and Spectral Analysis*, London.
- Brown, Stephen J./Warner, Jerold B.* (1980): Measuring Security Price Performance, in: *Journal of Financial Economics* 8, Nr. 1, S. 205–258.
- Brown, Stephen J./Warner, Jerold B.* (1985): Using daily stock returns, in: *Journal of Financial Economics* 14, Nr. 1, S. 3–31.
- Brown, Stephen J./Weinstein, Mark I.* (1985): Derived factors in event studies, in: *Journal of Financial Economics* 14, Nr. 3, S. 491–495.
- Brucker, Guido* (2014): Rechtliche Rahmenbedingungen, in: *Jörg Böttcher* (Hrsg.): *Stromleitungsnetze – Rechtliche und wirtschaftliche Aspekte*, München, S. 65–283.

- Brunekreeft, Gert* (2003): Regulation and competition policy in the electricity market – Economic analysis and German experience, Baden-Baden (zugl.: Freiburg, Univ., Habil., 2002).
- Brunekreeft, Gert/Neuhoff, Karsten/Newbery, David* (2005): Electricity transmission – An overview of the current debate, in: *Utilities Policy* 13, Nr. 2, S. 73–93.
- Brunke, Oliver* (2011): Die Strafbarkeit marktmissbräuchlichen Verhaltens am Spotmarkt der European Energy Exchange, Frankfurt am Main (zugl.: Erlangen, Nürnberg, Univ., Diss., 2010).
- Brunner, Christoph* (2014a): Berücksichtigung von Flexibilität im zukünftigen Strommarktdesign, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 64, Nr. 4, S. 8–13.
- Brunner, Christoph* (2014b): Changes in electricity spot price formation in Germany caused by a high share of renewable energies, in: *Energy Systems* 5, Nr. 1, S. 45–64.
- Bryden, Ian G.* (2013): Tidal Energy, in: *Martin Kaltschmitt/Nickolas J. Themelis/Lucien Y. Bronicki, et al.* (Hrsg.): *Renewable Energy Systems*, New York (NY), et al., S. 1466–1474.
- Bubak, Marian/van Albada, Geert Dick/Sloot, Peter M. A., et al.* (2004, Hrsg.): *Computational Science ICCS 2004*, Krakau.
- Bublitz, Andreas/Keles, Dogan/Fichtner, Wolf* (2017): An analysis of the decline of electricity spot prices in Europe – Who is to blame?, in: *Energy Policy* 107, Nr. 1, S. 323–336.
- Büdenbender, Martin/Janssen, Matthias/Wobben, Magnus* (2009): Versorgungssicherheit auf Elektrizitätsmärkten – Investitionsdilemma durch ineffizientes Marktdesign?, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 33, Nr. 1, S. 49–61.
- Buerstedde, Wilhelm* (2014): Gesetzliche Vorgaben für den Bau und den Betrieb von Wasserkraftanlagen, in: *Jörg Böttcher* (Hrsg.): *Wasserkraftprojekte – Rechtliche, technische und wirtschaftliche Aspekte*, Berlin, S. 97–118.
- Bundeskartellamt* (2011): *Sektoruntersuchung Stromerzeugung und -großhandel – Abschlussbericht gemäß § 32e GWB*, Bonn.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie* (2014): *Ein Strommarkt für die Energiewende – Diskussionspapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Grünbuch)* Berlin.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie* (2015a): *Ein Strommarkt für die Energiewende – Ergebnispapier des Bundesministeriums für Wirtschaft und Energie (Weißbuch)* Berlin.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie* (2015b): *Marktanalyse Photovoltaik-Dachanlagen*, Berlin.

- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie* (2016a): Das Erneuerbare-Energien-Gesetz, Berlin, [https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/eeg.html?cms\\_docId=132292](https://www.erneuerbare-energien.de/EE/Redaktion/DE/Dossier/eeg.html?cms_docId=132292)
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie* (2016b): EEG-Novelle 2017 – Kernpunkte des Bundestagsbeschlusses vom 8.7.2016, Berlin.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie* (2016c): EEG-Umlage 2017 – Fakten und Hintergründe, Berlin.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie* (2016d): Fit für den Strommarkt. Fit für die Zukunft. – Alle wichtigen Fakten zum neuen EEG 2017 (Erneuerbare-Energien-Gesetz) Berlin.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie* (2018): Erneuerbare Energien in Zahlen – Nationale und internationale Entwicklung im Jahr 2017, Berlin.
- Bundesministerium für Wirtschaft und Energie* (2019): Kommission „Wachstum, Strukturwandel und Beschäftigung“ – Abschlussbericht, Berlin.
- Bundesnetzagentur* (2012): Evaluierungsbericht zur Ausgleichsmechanismusverordnung, Bonn.
- Bundesnetzagentur /Bundeskartellamt* (2019): Monitoringbericht 2018, Bonn.
- Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e.V.* (2016): Erneuerbare Energien und das EEG: Zahlen, Fakten, Grafiken – Anlagen, installierte Leistung, Stromerzeugung, EEG-Auszahlungen, Marktintegration der Erneuerbaren Energien und regionale Verteilung der EEG-Anlagen, Berlin.
- Bunn, Derek/Zachmann, Georg* (2010): Inefficient arbitrage in inter-regional electricity transmission, in: *Journal of Regulatory Economics* 37, Nr. 3, S. 243–265.
- Bunn, Derek W./Chen, Dipeng* (2013): The forward premium in electricity futures, in: *Journal of Empirical Finance* 23, Nr. 1, S. 173–186.
- Burger, Bruno* (2017): Stromerzeugung in Deutschland im Jahr 2016, Freiburg.
- Busse, Jeffrey A./Green, Clifton* (2002): Market efficiency in real time, in: *Journal of Financial Economics* 65, Nr. 3, S. 415–437.
- Busse von Colbe, Walther/Sieben, Günter* (1969, Hrsg.): Betriebswirtschaftliche Information, Entscheidung und Kontrolle, Wiesbaden.
- Cable, John/Holland, Kevin* (1999): Modelling normal returns in event studies – A model-selection approach and pilot study, in: *The European Journal of Finance* 5, Nr. 4, S. 331–341.
- Cambini, Carlo/Rondi, Laura* (2010): Incentive regulation and investment – Evidence from European energy utilities, in: *Journal of Regulatory Economics* 38, Nr. 1, S. 1–26.
- Campbell, Cynthia J./Cowan, Arnold R./Salotti, Valentina* (2010): Multi-country event-study methods, in: *Journal of Banking & Finance* 34, Nr. 12, S. 3078–3090.

- Campbell, Cynthia J./Wasley, Charles E.* (1996): Measuring abnormal daily trading volume for samples of NYSE/ASE and NASDAQ securities using parametric and nonparametric test statistics, in: *Review of Quantitative Finance and Accounting* 6, Nr. 3, S. 309–326.
- Campbell, Cynthia J./Wasley, Charles E.* (1993): Measuring security price performance using daily NASDAQ returns, in: *Journal of Financial Economics* 33, Nr. 1, S. 73–92.
- Campbell, John Y./Lo, Andrew W./MacKinlay, Archie C.* (1997): *The econometrics of financial markets*, Princeton (NJ).
- Campbell, Tim S./Kracaw, William A.* (1980): Information Production, Market Signaling, and the Theory of Financial Intermediation, in: *Journal of Finance* 35, Nr. 4, S. 863–882.
- Cañón de Francia, Joaquín/Garcés-Ayerbe, Concepción/Ramírez-Alesón, Marisa* (2007): Are More Innovative Firms Less Vulnerable to New Environmental Regulation?, in: *Environmental and Resource Economics* 36, Nr. 3, S. 295–311.
- Capurro, Rafael* (1978): *Information – Ein Beitrag zur etymologischen und ideengeschichtlichen Begründung des Informationsbegriffs*, München (zugl.: Düsseldorf, Univ., Diss., 1978).
- Capurro, Rafael* (1995): *Leben im Informationszeitalter*, Berlin.
- Carow, Kenneth A./Kane, Edward J.* (2002): Event-study evidence of the value of relaxing long-standing regulatory restraints on banks, 1970–2000, in: *The Quarterly Review of Economics and Finance* 42, Nr. 3, S. 439–463.
- Carroll, Kathleen A./Lamdin, Douglas J.* (1993): Measuring market response to regulation of the cable TV industry, in: *Journal of Regulatory Economics* 5, Nr. 4, S. 385–399.
- Cartea, Alvaro/Figueroa, Marcelo G.* (2005): *Pricing in Electricity Markets: a mean reverting jump diffusion model with seasonality*, London.
- Castro-Santos, Laura* (2016): Economic Feasibility of Floating Offshore Wind Farms, in: *Laura Castro-Santos/Vicente Diaz-Casas* (Hrsg.): *Floating Offshore Wind Farms*, Cham, S. 39–51.
- Castro-Santos, Laura/Diaz-Casas, Vicente* (2016, Hrsg.): *Floating Offshore Wind Farms*, Cham.
- Chaney, Paul K./Devinney, Timothy M.* (1992): New Product Innovations and Stock Price Performance, in: *Journal of Business Finance & Accounting* 19, Nr. 5, S. 677–695.
- Chao, Hung-Po* (2011): Efficient pricing and investment in electricity markets with intermittent resources, in: *Energy Policy* 39, Nr. 7, S. 3945–3953.

- Chao, Hung-Po/Wilson, Robert* (2002): Multi-Dimensional Procurement Auctions for Power Reserves: Robust Incentive-Compatible Scoring and Settlement Rules, in: *Journal of Regulatory Economics* 22, Nr. 2, S. 161–183.
- Charlier, Roger H./Finkl., Charles W.* (2009): *Ocean Energy – Tide and Tidal Power*, Berlin, Heidelberg.
- Chatfield, Chris* (1988): Apples, oranges and mean square error, in: *International Journal of Forecasting* 4, Nr. 4, S. 515–518.
- Chatzigiannis, Dimitris I./Dourbois, Grigoris A./Biskas, Pandelis N., et al.* (2016): European day-ahead electricity market clearing model, in: *Electric Power Systems Research* 140, Nr. 1, S. 225–239.
- Chavance, Bernard* (2012): John Commons's organizational theory of institutions – a discussion, in: *Journal of Institutional Economics* 8, Nr. 1, S. 27–47.
- Che, Jinxing/Wang, Jianzhou* (2010): Short-term electricity prices forecasting based on support vector regression and Auto-regressive integrated moving average modeling, in: *Energy Conversion and Management* 51, Nr. 10, S. 1911–1917.
- Chevalier, Jean-Marie/Geoffron, Patrice* (2013, Hrsg.): *The New Energy Crisis*, 2. Aufl., Basingstoke (Hampshire).
- Christensen, Tim M./Hurn, Stan/Lindsay, Kenneth* (2012): Forecasting spikes in electricity prices, in: *International Journal of Forecasting* 28, Nr. 2, S. 400–411.
- Chum, Helena/Faaij, Andre/Moreira, José, et al.* (2012): Bioenergy, in: *Ottmar Edenhofer/Ramón Pichs Madruga/Youba Sokona, et al.* (Hrsg.): *Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation – Special Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge (MA), S. 209–331.
- Chung, Kee H./Frost, Carol A./Kim, Myungsun* (2012): Characteristics and Information Value of Credit Watches, in: *Financial Management* 41, Nr. 1, S. 119–158.
- Ciarreta, Aitor/Zarraga, Ainhoa* (2015): Analysis of mean and volatility price transmissions in the MIBEL and EPEX electricity spot markets, in: *Energy Journal* 36, Nr. 4, S. 41–60.
- Cifter, Atilla* (2013): Forecasting electricity price volatility with the Markov-switching GARCH model – Evidence from the Nordic electric power market, in: *Electric Power Systems Research* 102, Nr. 1, S. 61–67.
- Clement, Michel/Fischer, Marc/Goerke, Björn* (2007): Neuprodukteinführungen in der Filmindustrie – Wie reagieren Kapitalmarktinvestoren auf den Umsatzerfolg neuer Kinofilme?, in: *Die Betriebswirtschaft* 67, Nr. 4, S. 418–444.
- Clewlow, Les/Strickland, Chris* (2000, Hrsg.): *Energy derivatives*, London.
- Clò, Stefano/Cataldi, Alessandra/Zoppoli, Pietro* (2015): The merit-order effect in the Italian power market – The impact of solar and wind generation on national wholesale electricity prices, in: *Energy Policy* 77, Nr. 1, S. 79–88.

- Cludius, Johanna/Hermann, Hauke/Matthes, Felix C., et al.* (2014): The merit order effect of wind and photovoltaic electricity generation in Germany 2008–2016 – Estimation and distributional implications, in: *Energy Economics* 44, Nr. 1, S. 302–313.
- Coase, Ronald H.* (1937): The Nature of the Firm, in: *Economica* 4, Nr. 16, S. 386–405.
- Coase, Ronald H.* (1960): The Problem of Social Cost, in: *Journal of Law and Economics* 3, Nr. 1, S. 1–44.
- Coase, Ronald H.* (1988): *The firm, the market and the law*, Chicago (IL).
- Coase, Ronald H.* (1993): Das Problem der sozialen Kosten, in: *Heinz-Dieter Assmann/Christian Kirchner/Erich Schanze* (Hrsg.): *Ökonomische Analyse des Rechts*, Tübingen, S. 129–183.
- Coester, Andreas/Hofkes, Marjan W./Papyrakis, Elissaios* (2018): An optimal mix of conventional power systems in the presence of renewable energy – A new design for the German electricity market, in: *Energy Policy* 116, Nr. 1, S. 312–322.
- Cohnitz, Daniel/Bremer, Manuel* (2004): *Information and Information Flow – An Introduction*, Berlin.
- Commons, John R.* (1931): Institutional Economics, in: *American Economic Review* 21, Nr. o. Nr., S. 648–657.
- Commons, John R.* (1932): Institutional Economics – Comment by Professor Commons, in: *American Economic Review* 22, Nr. 2, S. 264–268.
- Commons, John R.* (1934): *Institutional Economics – Its Place in Political Economy*, New York (NY).
- Commons, John R.* (1970): *The Economics of Collective Action*, Madison (WI).
- Connect Energy Economics* (2016): *Leitstudie Strommarkt 2015 – Endbericht*, Berlin.
- Cootner, Paul H.* (1962): Stock Prices: Random vs. Systematic Change, in: *Industrial Management Review* 3, Nr. 2, S. 24–45.
- Coriat, Benjamin/Dosi, Giovanni* (1998): The institutional embeddedness of economic change – an appraisal of the 'evolutionary' and 'regulationist' research programmes, in: *Klaus Nielsen/Björn Johnson* (Hrsg.): *Institutions and economic change – New perspectives on markets, firms and technology*, Cheltenham (Northampton), S. 3–32.
- Corradini, Roger/Sutter, Manuel* (2014): Anlagentypen und Funktionsweise, in: *Wüstenrot Stiftung* (Hrsg.): *Solarthermie – Technik, Potenziale, Wirtschaftlichkeit und Ökobilanz für solarthermische Systeme in Einfamilienhäuser*, Ludwigsburg, S. 15–22.
- Corrado, Charles J.* (1989): A nonparametric test for abnormal security-price performance in event studies, in: *Journal of Financial Economics* 23, Nr. 2, S. 385–395.

- Corrado, Charles J.* (2011): Event studies – A methodology review, in: *Accounting & Finance* 51, Nr. 1, S. 207–234.
- Cortekar, Jörg/Groth, Markus* (2010): Die Bedeutung von Transaktionskosten und Verfügungsrechten – Eine Würdigung zum 100. Geburtstag von Ronald H. Coase, in: *Wirtschaftsdienst* 90, Nr. 12, S. 826–830.
- Costa, Alexandre/Crespo, Antonio/Navarro, Jorge, et al.* (2008): A review on the young history of the wind power short-term prediction, in: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 12, Nr. 6, S. 1725–1744.
- Costa-Campi, Maria Teresa/del Rio, Pablo/Trujillo-Baute, Elisa* (2017): Trade-offs in energy and environmental policy, in: *Energy Policy* 104, Nr. 1, S. 415–418.
- Costantini, Valeria/Crespi, Francesco* (2013): Public policies for a sustainable energy sector – Regulation, diversity and fostering of innovation, in: *Journal of Evolutionary Economics* 23, Nr. 2, S. 401–429.
- Cotter, John/Hanly, Jim* (2010): Time-varying risk aversion – An application to energy hedging, in: *Energy Economics* 32, Nr. 2, S. 432–441.
- Cotter, John/Hanly, Jim* (2012): A utility based approach to energy hedging, in: *Energy Economics* 34, Nr. 3, S. 817–827.
- Cowan, Arnold R.* (1992): Nonparametric event study tests, in: *Review of Quantitative Finance and Accounting* 2, Nr. 4, S. 343–358.
- Cowan, Arnold R./Sergeant, Anne M.A.* (1996): Trading frequency and event study test specification, in: *Journal of Banking & Finance* 20, Nr. 10, S. 1731–1757.
- Crabbe, Leland/Post, Mitchell A* (1994): The Effect of a Rating Downgrade on Outstanding Commercial Paper, in: *Journal of Finance* 49, Nr. 1, S. 39–56.
- Cramer, Erhard/Kamps, Udo* (2017): *Grundlagen der Wahrscheinlichkeitsrechnung und Statistik – Eine Einführung für Studierende der Informatik, der Ingenieur- und Wirtschaftswissenschaften*, 4. Aufl., Berlin.
- Cramton, Peter/Ockenfels, Axel* (2012): Economics and Design of Capacity Markets for the Power Sector, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 36, Nr. 2, S. 113–134.
- Cramton, Peter/Ockenfels, Axel/Stoft, Steven* (2013): Capacity Market Fundamentals, in: *Economics of Energy & Environmental Policy* 2, Nr. 2, S. 27–46.
- Crastan, Valentin* (2012): *Elektrische Energieversorgung 2 – Energiewirtschaft und Klimaschutz Elektrizitätswirtschaft, Liberalisierung Kraftwerktechnik und alternative Stromversorgung, chemische Energiespeicherung*, 3. Aufl., Berlin, Heidelberg.
- Cristóbal López, Ana B./Martí Vega, Antonio/Luque López, Antonio* (2012, Hrsg.): *Next Generation of Photovoltaics*, Berlin, Heidelberg.
- Cruciani, Michel* (2013): Renewable Energy in the Twenty-first Century, in: *Jean-Marie Chevalier/Patrice Geoffron* (Hrsg.): *The New Energy Crisis – Climate, Economics and Geopolitics*, 2. Aufl., Basingstoke, Hampshire, S. 242–253.

- Cruz, Alberto/Muñoz, Antonio/Zamora, Juan L., et al.* (2011): The effect of wind generation and weekday on Spanish electricity spot price forecasting, in: *Electric Power Systems Research* 81, Nr. 10, S. 1924–1935.
- Cybo-Ottone, Alberto/Murgia, Maurizio* (2000): Mergers and shareholder wealth in European banking, in: *Journal of Banking & Finance* 24, Nr. 6, S. 831–859.
- Da Costa Lewis, Nigel* (2005): *Energy risk modeling – Applied modeling methods for risk managers*, Houndmills (Basingstoke).
- Dawid, A. P.* (1984): Present Position and Potential Developments – Some Personal Views: Statistical Theory: The Prequential Approach, in: *Journal of the Royal Statistical Society. Series A (General)* 147, Nr. 2, S. 278–292.
- De Bondt, Werner F. M. /Thaler, Richard H.* (1985): Does the Stock Market Overreact?, in: *Journal of Finance* 40, Nr. 3, S. 793–805.
- Degenhart, Heinrich/Schomerus, Thomas* (2016, Hrsg.): *EEG 2014*, Baden-Baden.
- Deutsche Energie-Agentur* (2008): *Elektrizitätswirtschaftliche und energiepolitische Auswirkungen der Erhebung von Netznutzungsentgelten für den Speicherstrombezug von Pumpspeicherwerken – Abschlussbericht*, Berlin.
- Deutsche Energie-Agentur* (2019): *Blockchain in der integrierten Energiewende*, Berlin.
- Deutsche Windguard* (2018): *Perspektiven für den Weiterbetrieb von Windenergieanlagen nach 2020*, Berlin.
- Deutsches Biomasseforschungszentrum* (2014): *Entwicklung der Förderung der Stromerzeugung aus Biomasse im Rahmen des EEG – DBFZ Report Nr. 21*, Leipzig.
- Dhamija, Ajay K./Yadav, Surendra S./Jain, P. K.* (2017): Forecasting volatility of carbon under EU ETS – A multi-phase study, in: *Environmental Economics and Policy Studies* 19, Nr. 2, S. 299–335.
- Dhamija, Ajay K./Yadav, Surendra S./Jain, P. K.* (2018): Volatility spillover of energy markets into EUA markets under EU ETS – A multi-phase study, in: *Environmental Economics and Policy Studies* 20, Nr. 3, S. 561–591.
- Di Noia, Carmine* (1998): *Competition and Integration among Stock Exchanges in Europe – Network Effects, Implicit Mergers and Remote Access*, Wharton Working Paper 98-03, Philadelphia (PA).
- Diamond, Douglas W.* (1984): Financial Intermediation and Delegated Monitoring, in: *Review of Economic Studies* 51, Nr. 3, S. 393–414.
- Dichtl, Norbert/Rand, Wiebke* (2008): Synergieeffekte bei der Co-Vergärung mit Klärschlamm oder Gülle, in: *Klaus Fricke/Claus-Gerhard Bergs/Georg Kosak, et al.* (Hrsg.): *Energie aus Abfall – Biomasse- und Ersatzbrennstoffverwertung*, 69. Symposium des ANS e.V., Göttingen, 16.09. und 17.09.2008, Weimar, S. 121–128.

- Dick, Markus* (2010): Der Verkauf von Non Performing Loans – Eine Analyse von NPL-Transaktionen aus Bankensicht, Wiesbaden (zugl.: Linz, Univ., Diss., 2009).
- Dickey, David A./Fuller, Wayne A.* (1979): Distribution of the Estimators for Autoregressive Time Series With a Unit Root, in: *Journal of American Statistical Association* 74, Nr. 366, S. 427–431.
- Diekmann, Bernd/Rosenthal, Eberhard* (2014): Energie – Physikalische Grundlagen ihrer Erzeugung, Umwandlung und Nutzung, 3. Aufl., Wiesbaden.
- Diekmann, Jochen/Kempf, Claudia/Neuhoff, Karsten, et al.* (2012): Erneuerbare Energien: Quotenmodell keine Alternative zum EEG, in: *DIW Wochenbericht* o. Jg., Nr. 45, S. 15–20.
- Diekmann, Jochen/Leprich, Uwe/Ziesing, Hans-Joachim* (2007): Regulierung der Stromnetze in Deutschland – Ökonomische Anreize für Effizienz und Qualität einer zukunftsfähigen Netzinfrastruktur, Düsseldorf.
- Dietrich, Kristin/Leuthold, Florian/Weigt, Hannes* (2010): Will the Market Get it Right? The Placing of New Power Plants in Germany, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 34, Nr. 4, S. 255–265.
- Dietrich, Michael* (1994): *Transaction Cost Economics and Beyond – Towards a new Economics of the Firm*, London, New York (NY).
- Dimpfl, Thomas* (2011): The impact of US news on the German stock market – An event study analysis, in: *The Quarterly Review of Economics and Finance* 51, Nr. 4, S. 389–398.
- Dimson, Elroy* (1979): Risk measurement when shares are subject to infrequent trading, in: *Journal of Financial Economics* 7, Nr. 2, S. 197–226.
- Dimson, Elroy/Marsh, Paul* (1986): Event study methodologies and the size effect, in: *Journal of Financial Economics* 17, Nr. 1, S. 113–142.
- Ding, Zhuanxin/Granger, Clive W.J./Engle, Robert F.* (1993): A long memory property of stock market returns and a new model, in: *Journal of Empirical Finance* 1, Nr. 1, S. 83–106.
- Dittmann, Frank* (2009): 125 Jahre öffentliche Elektrizitätsversorgung, in: *ew – Magazin für die Energiewirtschaft* 108, Nr. 10, S. 58–61.
- Dnes, Antony W./Kodwani, Devendra/Seaton, Jonathan S., et al.* (1998): The Regulation of the United Kingdom Electricity Industry: An Event Study of Price-Capping Measures, in: *Journal of Regulatory Economics* 13, Nr. 3, S. 207–226.
- Dolley, James* (1933): Characteristics and procedure of common stock split-ups, in: *Harvard Business Review* 11, Nr. 3, S. 316–326.
- Domowitz, Ian/Lee, Ruben* (1998): *The Legal Basis for Stock Exchanges – The Classification and Regulation of Automated Trading Systems*, University Park (PA).
- Donnerbauer, Robert* (2013): Elektromobilität und Photovoltaik im Verbund, in: *VDI nachrichten* Nr. 33/34, S. 9 vom 16.08.2013.

- Donovan, Charles W.* (2015, Hrsg.): Renewable energy finance, London, Singapore.
- Döring, Stefan* (2015): Energieerzeugung nach Novellierung des EEG – Konsequenzen für regenerative und nicht regenerative Energieerzeugungsanlagen, Berlin.
- Dreger, Christian/Kosfeld, Reinhold/Eckey, Hans-Friedrich* (2014): Ökonometrie – Grundlagen – Methoden – Beispiele, 5. Aufl., Wiesbaden.
- Dressler, Luisa* (2016): Support schemes for renewable electricity in the European Union – Producer strategies and competition, in: *Energy Economics* 60, Nr. 1, S. 186–196.
- D'Souza, Julia/Jacob, John* (2000): Why firms issue targeted stock, in: *Journal of Financial Economics* 56, Nr. 3, S. 459–483.
- Duffie, Darrell/Gray, Stephen/Hoang, Philip* (2004): Volatility in Energy Prices, in: *Victor V. Kaminski* (Hrsg.): Managing energy price risk – The new challenges and solutions, 3. Aufl., London, S. 539–571.
- Dümbgen, Lutz* (2016): Einführung in die Statistik, Basel.
- Dümke, Christian* (2015): Daseinsvorsorge, Wettbewerb und kommunale Selbstverwaltung im Bereich der liberalisierten Energiewirtschaft, Potsdam (zugl.: Potsdam, Univ., Diss., 2015).
- Dürkoop, Anke/Brandstetter, Christian P./Gräbe, Gudrun, et al.* (2016, Hrsg.): Innovative Technologien für Ressourceneffizienz, Stuttgart.
- Durstewitz, Michael/Lange, Bernhard* (2016, Hrsg.): Meer – Wind – Strom, Wiesbaden.
- Dutta, Anupam* (2014): Parametric and Nonparametric Event Study Tests: A Review, in: *International Business Research* 7, Nr. 12, S. 136–142.
- Dyckhoff, Harald* (1991): Berücksichtigung des Umweltschutzes in der betriebswirtschaftlichen Produktionstheorie, in: *Dieter Ordelt/Elke Büsselmann* (Hrsg.): Betriebswirtschaftslehre und ökonomische Theorie, Stuttgart, S. 275–310.
- Dyckman, Thomas/Philbrick, Donna/Stephan, Jens* (1984): A Comparison of Event Study Methodologies Using Daily Stock Returns: A Simulation Approach, in: *Journal of Accounting Research* 22, Nr. 1, S. 1–30.
- Eatwell, John/Milgate, Murray/Newman, Peter* (1987, Hrsg.): The New Palgrave Dictionary of Economics, London.
- Ebers, Mark/Gotsch, Wilfried* (2001): Institutionenökonomische Theorien der Organisation, in: *Alfred Kieser* (Hrsg.): Organisationstheorien, 4. Aufl., Stuttgart, S. 199–251.
- E-Bridge* (2014): Internationale Regulierungssysteme – Vergleich von Regulierungsansätzen und -erfahrungen, Bonn.
- Eckbo, B. Espen* (2007, Hrsg.): Handbook of corporate finance, Amsterdam.

- Edenhofer, Ottmar/Pichs Madruga, Ramón/Sokona, Youba, et al.* (2012, Hrsg.): Renewable Energy Sources and Climate Change Mitigation, Cambridge (MA).
- Ederer, Nikolaus* (2015): The market value and impact of offshore wind on the electricity spot market – Evidence from Germany, in: *Applied Energy* 154, Nr. 1, S. 805–814.
- Ederington, Louis/Guan, Wei/Yang, Lisa* (2015): Bond market event study methods, in: *Journal of Banking & Finance* 58, Nr. 1, S. 281–293.
- Edgell, Stephen E./Noon, Sheila M.* (1984): Effect of violation of normality on the t test of the correlation coefficient, in: *Psychological Bulletin* 95, Nr. 3, S. 576–583.
- Eekhoff, Johan/Jänsch, Janina* (2016): Marktversagen und Regulierung in Strom- und Gasmärkten, in: *Jürgen F. Baur/Peter Salje/Matthias Schmidt-Preuß* (Hrsg.): Regulierung in der Energiewirtschaft – Ein Praxishandbuch, 2. Aufl., Köln, S. 13–22.
- EFET* (2005): The Past and Future of European Energy Trading, Amsterdam.
- Efimova, Olga/Serletis, Apostolos* (2014): Energy markets volatility modelling using GARCH, in: *Energy Economics* 43, Nr. 1, S. 264–273.
- Egerer, Jonas/Weibezahn, Jens/Hermann, Hauke* (2016): Two price zones for the German electricity market – Market implications and distributional effects, in: *Energy Economics* 59, Nr. 1, S. 365–381.
- Ehrhardt, Olaf/Koerstein, Ralf* (2001): Der Einfluß der Benchmarkwahl auf das Ergebnis langfristiger Ereignisstudien, in: *OR Spectrum* 23, Nr. 4, S. 445–475.
- Ehrlicke, Ulrich* (2017): Energierecht – Rechtsgrundlagen der Energiewirtschaft, 17. Aufl., Baden-Baden.
- Eickhof, Norbert* (1998): Die Neuregelung des Energiewirtschaftsrechts, in: *Wirtschaftsdienst* 78, Nr. 1, S. 18–25.
- Eickhof, Norbert/Holzer, Verena L.* (2006): Das neue Energiewirtschaftsgesetz – Regelungen für einen erweiterten Zielkatalog, in: *Wirtschaftsdienst* 86, Nr. 4, S. 268–276.
- Eller, Roland/Heinrich, Markus/Perrot, René, et al.* (2010, Hrsg.): Management von Rohstoffrisiken, Wiesbaden.
- Elsenbast, Wolfgang/Perner, Jens/Rodgarkia-Dara, Aria* (2017): Was bringt die Anreizregulierung „2.1“?, in: *Wirtschaftsdienst* 97, Nr. 1, S. 64–70.
- Energy Brainpool* (2014): Zukünftige Auswirkungen der Sechs-Stunden-Regelung gemäß § 24 EEG 2014 – Kurzstudie im Auftrag des Bundesverbands WindEnergie e.V., Berlin.
- Engle, Robert F.* (1982): Autoregressive Conditional Heteroskedasticity with Estimates of the Variance of United Kingdom Inflation, in: *Econometrica* 50, Nr. 4, S. 987–1008.

- Engle, Robert F.* (2001): GARCH 101: The Use of ARCH/GARCH Models in Applied Econometrics, in: *Journal of Economic Perspectives* 15, Nr. 4, S. 157–168.
- Engle, Robert F./Bollerslev, Tim* (1986): Modelling the Persistence of Conditional Variances, in: *Econometric Reviews* 5, Nr. 1, S. 1–50.
- Engle, Robert F./Lilien, David M./Robins, Russell P.* (1987): Estimating Time Varying Risk Premia in the Term Structure: The Arch-M Model, in: *Econometrica* 55, Nr. 2, S. 391–407.
- Engle, Robert F./Ng, Victor K.* (1993): Measuring and Testing the Impact of News on Volatility, in: *Journal of Finance* 48, Nr. 5, S. 1749–1778.
- EPEX Spot* (2017a): Day-ahead-Auktion mit Lieferung in den deutschen/österreichischen Regelzonen, Paris, <http://www.epexspot.com/de/produkte/auktionshandel/deutschland-oesterreich>, Zugriff: 26.06.2017.
- EPEX Spot* (2017b): Negative Preise, Paris, [https://www.epexspot.com/de/Unternehmen/grundlagen\\_des\\_stromhandels/negative\\_preise](https://www.epexspot.com/de/Unternehmen/grundlagen_des_stromhandels/negative_preise), Zugriff: 22.02.2017.
- EPEX Spot* (2018a): ELIX – Einem einzigen europäischen Marktpreis entgegen, Paris, [https://www.epexspot.com/de/Marktkopplung/elix\\_einemeinigen\\_europaeischen\\_marktpreis\\_entgegen](https://www.epexspot.com/de/Marktkopplung/elix_einemeinigen_europaeischen_marktpreis_entgegen), Zugriff: 18.05.2018.
- EPEX Spot* (2018b): EPEX SPOT to publish separate prices and volumes for the Austrian and German Day-Ahead markets, Leipzig, Paris, Wien.
- Erceg-Hurn, David M./Miroseovich, Vikki M.* (2008): Modern robust statistical methods – An easy way to maximize the accuracy and power of your research, in: *American Psychologist* 63, Nr. 7, S. 591–601.
- Erdmann, Georg* (2012): Grundlagen des Handels mit leitungsgebundenen Energieträgern – Existenzberechtigung herstellerunabhängiger Energiehändler, in: *Ines Zenke/Ralf Schäder* (Hrsg.): *Energiehandel in Europa – Öl, Gas, Strom, Derivate, Zertifikate*, 3. Aufl., München, S. 11–25.
- Erdmann, Georg/Zweifel, Peter* (2010): *Energieökonomik – Theorie und Anwendungen*, 2. Aufl., Berlin.
- Erlei, Mathias/Jost, Peter-Jürgen* (2001): Theoretische Grundlagen des Transaktionskostenansatzes, in: *Peter-Jürgen Jost* (Hrsg.): *Der Transaktionskostenansatz in der Betriebswirtschaftslehre*, Stuttgart, S. 35–75.
- Erlei, Mathias/Leschke, Martin/Sauerland, Dirk* (2016): *Institutionenökonomik*, 3. Aufl., Stuttgart.
- Erlwein, Christina/Benth, Fred E./Mamon, Rogemar* (2010): HMM filtering and parameter estimation of an electricity spot price model, in: *Energy Economics* 32, Nr. 5, S. 1034–1043.
- Erni, David* (2012): *Day-Ahead Electricity Spot Prices - Fundamental Modelling and the Role of Expected Wind Electricity Infeed at the European Energy Exchange*, Kaltbrunn (zugl.: St. Gallen, Univ., Diss., 2012).

- Escanciano, J. Carlos/Lobato, Ignacio N.* (2009): Testing the Martingale Hypothesis, in: *Terence C. Mills/Kerry Patterson* (Hrsg.): *Palgrave Handbook of Econometrics – Volume 2: Applied Econometrics*, London, S. 972–1003.
- Europäische Kommission* (2018): *Market Study on Ocean Energy*, Brüssel.
- European Commodity Clearing* (2016): *Clearing-Bedingungen der European Commodity Clearing AG*, Leipzig.
- European Energy Exchange* (2014): *EEX startet neue Transparenz-Website – Pressemitteilung vom 02.09.2014*, Leipzig.
- European Energy Exchange* (2015): *German Intraday Cap Futures*, Leipzig.
- European Energy Exchange* (2016a): *Im Zentrum des Energie- und Commodity-Handels – Märkte & Produkte 2016*, Leipzig.
- European Energy Exchange* (2016b): *Trading Power Options at European Energy Exchange (EEX) Leipzig*.
- European Energy Exchange* (2016c): *Wind Power Futures – Upcoming: Wind Power Futures enable dedicated hedging of wind risk in power generation*, Leipzig.
- European Energy Exchange* (2017): *Im Zentrum des Energie und Commodity Handels – Märkte & Produkte 2017*, Leipzig.
- European Energy Exchange* (2018a): *Annual Report 2017 – Local Expertise in Global Commodity Markets*, Leipzig.
- European Energy Exchange* (2018b): *Energiewendeprodukte*, Leipzig, <https://www.eex.com/de/produkte/energiewendeprodukte>, Zugriff: 14.08.2018.
- European Wind Energy Association* (2015): *Wind energy scenarios for 2030*, Brüssel.
- eurostat* (2018): *Anteil der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energiequellen am Bruttostromverbrauch – 2004-2016*, Luxemburg, [http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Share\\_of\\_electricity\\_from\\_renewable\\_sources\\_in\\_gross\\_electricity\\_consumption,2004-2016\\_\(%25\)\\_FP18-de.png](http://ec.europa.eu/eurostat/statistics-explained/index.php?title=File:Share_of_electricity_from_renewable_sources_in_gross_electricity_consumption,2004-2016_(%25)_FP18-de.png), Zugriff: 09.07.2018.
- Evers, Hans-Ulrich* (1983): *Das Recht der Energieversorgung*, 2. Aufl., Baden-Baden.
- ewi Energy Research and Scenarios /GWS/Prognos* (2016): *Black Swans (Risiken) in der Energiewende – Risikomanagement für die Energiewende*, Basel.
- Eydeland, Alexander/Wolyniec, Krzysztof* (2003): *Energy and power risk management – New developments in modeling, pricing, and hedging*, Hoboken (NJ).
- Fabrizio, Kira R.* (2012): *Institutions, Capabilities, and Contracts – Make or Buy in the Electric Utility Industry*, in: *Organization Science* 23, Nr. 5, S. 1264–1281.
- Fachagentur Nachwachsende Rohstoffe* (2006): *Analyse und Evaluierung der thermochemischen Vergasung von Biomasse*, Münster.

- Fachagentur Windenergie an Land* (2016): Kompensation von Eingriffen in das Landschaftsbild durch Windenergieanlagen – im Genehmigungsverfahren und in der Bauleitplanung, Berlin.
- Fachagentur Windenergie an Land* (2017): EEG 2017: Ausschreibungsbedingte Neuerungen für Windenergieanlagen an Land, 2. Aufl., Berlin.
- Fahrmeir, Ludwig/Künstler, Rita/Pigeot, Iris, et al.* (2007): Statistik – Der Weg zur Datenanalyse, 6. Aufl., Berlin, Heidelberg.
- Fama, Eugene F.* (1965a): Random Walks in Stock Market Prices, in: *Financial Analysts Journal* 21, Nr. 5, S. 55–59.
- Fama, Eugene F.* (1965b): The Behavior of Stock-Market Prices, in: *Journal of Business* 38, Nr. 1, S. 34–105.
- Fama, Eugene F.* (1968): Risk, Return and Equilibrium: Some Clarifying Comments, in: *Journal of Finance* 23, Nr. 1, S. 29–40.
- Fama, Eugene F.* (1970): Efficient Capital Markets – A Review of Theory and Empirical Work, in: *Journal of Finance* 25, Nr. 2, S. 383–417.
- Fama, Eugene F.* (1976): *Foundations of finance – Portfolio decisions and securities prices*, New York (NY).
- Fama, Eugene F.* (1991): Efficient Capital Markets: II, in: *Journal of Finance* 46, Nr. 5, S. 1575–1617.
- Fama, Eugene F./Fisher, Lawrence/Jensen, Michael C., et al.* (1969): The Adjustment Of Stock Prices To New Information, in: *International Economic Review* 10, Nr. 1, S. 1–21.
- Fama, Eugene F./Laffer, Arthur B.* (1971): Information and Capital Markets, in: *Journal of Business* 44, Nr. 3, S. 289–298.
- Fama, Eugene F./Schwert, G. William* (1977): Human capital and capital market equilibrium, in: *Journal of Financial Economics* 4, Nr. 1, S. 95–125.
- Fanone, Enzo/Gamba, Andrea/Prokopczuk, Marcel* (2013): The case of negative day-ahead electricity prices, in: *Energy Economics* 35, Nr. 1, S. 22–34.
- Faust, Michael/Funder, Maria/Moldaschl, Manfred* (2005, Hrsg.): *Die "Organisation" der Arbeit*, München, Mering.
- Federico, Giulio/Rahman, David* (2003): Bidding in an Electricity Pay-as-Bid Auction, in: *Journal of Regulatory Economics* 24, Nr. 2, S. 175–211.
- Felden, Carsten* (2009, Hrsg.): *Energiewirtschaftliche Fragestellungen aus betriebswirtschaftlicher und ingenieurwissenschaftlicher Sicht*, Berlin.
- Felder, Frank A.* (2011): Examining Electricity Price Suppression Due to Renewable Resources and Other Grid Investments, in: *The Electricity Journal* 24, Nr. 4, S. 34–46.

- Feldman, Martha S./March, James G.* (1981): Information in Organizations as Signal and Symbol, in: *Administrative Science Quarterly* 26, Nr. 2, S. 171–186.
- Fengler, Matthias R.* (2005): *Semiparametric Modeling of Implied Volatility*, Berlin, Heidelberg.
- Fidrmuc, Jana P./Gorgen, Marc/Renneboog, Luc* (2006): Insider Trading, News Releases, and Ownership Concentration, in: *Journal of Finance* 61, Nr. 6, S. 2931–2973.
- Fier, Stephen G./Liebenberg, Andre P.* (2013): Market Reaction to Potential Federal Regulation in the Insurance Industry, in: *Journal of Insurance Issues* 36, Nr. 1, S. 1–34.
- Finon, Dominique* (2007): Pros and cons of alternative policies aimed at promoting renewables, in: *EIB Papers* 12, Nr. 2, S. 110–133.
- Finon, Dominique/Perez, Yannick* (2007): The social efficiency of instruments of promotion of renewable energies – A transaction-cost perspective, in: *Ecological Economics* 62, Nr. 1, S. 77–92.
- Fischbeck, Gerhard/Haber, Wolfgang/Rehfuess, Karl E.* (2007, Hrsg.): *Energie aus Biomasse, Rundgespräch am 19. März 2007 in München, München.*
- Fischer, Carolyn* (2006): How Can Renewable Portfolio Standards Lower Electricity Prices?, RFF Discussion Paper 06-20, Washington (D.C.).
- Fischer, Christoph/Rudolph, Bernd* (2000): Grundformen von Finanzsystemen, in: *Jürgen von Hagen/Johann Heinrich Stein* (Hrsg.): *Geld-, Bank- und Börsenwesen – Handbuch des Finanzsystems*, 40. Aufl., Stuttgart, S. 371–446.
- Fleten, Stein-Erik/Heggedal, Ane M./Siddiqui, Afzal S.* (2010): *Transmission Capacity Between Norway and Germany – a Real Options Analysis*, Trondheim.
- Forschungsgemeinschaft für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft /Consentec /Institut für Elektrische Anlagen und Stromwirtschaft* (2012): *Studie zur Ermittlung der technischen Mindesterzeugung des konventionellen Kraftwerksparks zur Gewährleistung der Systemstabilität in den deutschen Übertragungsnetzen bei hoher Einspeisung aus erneuerbaren Energien*, Aachen.
- Foster, Douglas F./Viswanathan, S.* (1990): A Theory of the Interday Variations in Volume, Variance, and Trading Costs in Securities Markets, in: *Review of Financial Studies* 3, Nr. 4, S. 593–624.
- Foster, George* (1980): Accounting policy decisions and capital market research, in: *Journal of Accounting and Economics* 2, Nr. 1, S. 29–62.
- Frank, Florian* (2011): *Preisbildung von Strom-Forwards – Eine Analyse der Auswirkungen von Schwankungen in Kraftwerksverfügbarkeiten*, Wiesbaden.
- Franke, Günter/Hax, Herbert* (2009): *Finanzwirtschaft des Unternehmens und Kapitalmarkt*, 6. Aufl., Berlin, Heidelberg.

- Franke, Jürgen/Härdle, Wolfgang K./Hafner, Christian M.* (2011): *Statistics of Financial Markets – An Introduction*, 3. Aufl., Berlin, Heidelberg.
- Frauendorfer, Karl/Kiske, Klaus* (2010): Die Spot-Volatilität der Strompreise an der EEX – Risikoadjustierte Beurteilung von Spotpreisen, in: *e|m|w Zeitschrift für Energie, Markt und Wettbewerb* 10, Nr. 1, S. 52–56.
- Fraunhofer ISE* (2013): *Levelized Cost of Electricity – Renewable Energy Technologies*, Freiburg.
- Fraunhofer ISE* (2019): *Aktuelle Fakten zur Photovoltaik in Deutschland*, Freiburg.
- Freiling, Jörg/Reckenfelderbäumer, Martin* (2010): *Markt und Unternehmung – Eine marktorientierte Einführung in die Betriebswirtschaftslehre*, 3. Aufl., Wiesbaden.
- Freiwald, Béatrice* (2014): Aufsichtsrechtliche Rahmenbedingungen, in: *Hans-Peter Schwintowski* (Hrsg.): *Handbuch Energiehandel*, 3. Aufl., Berlin, S. 617–759.
- Fricke, Klaus/Bergs, Claus-Gerhard/Kosak, Georg, et al.* (2008, Hrsg.): *Energie aus Abfall*, 69. Symposium des ANS e.V., Göttingen, 16.09. und 17.09.2008, Weimar.
- Fricke, Norman* (2015): *Die gerichtliche Kontrolle von Entgelten der Energiewirtschaft – Eine Untersuchung zu § 315 BGB*, Baden-Baden (zugl.: Göttingen, Univ., Diss., 2014).
- Fritsch, Michael* (2014): *Marktversagen und Wirtschaftspolitik – Mikroökonomische Grundlagen staatlichen Handelns*, 9. Aufl., München.
- Frondel, Manuel/Schmidt, Christoph M./aus dem Moore, Nils* (2013): Marktwirtschaftliche Energiewende – Ein Wettbewerbsrahmen für die Stromversorgung mit alternativen Technologien, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 37, Nr. 1, S. 27–41.
- Fujimori, Shinichiro/Dai, Hancheng/Masui, Toshihiko, et al.* (2016): Global energy model hindcasting, in: *Energy* 114, Nr. 1, S. 293–301.
- Funck, Hans J.* (1988): *Börse – Markt der Märkte*, 3. Aufl., Frankfurt am Main.
- Fürsch, Michaela/Malischek, Raimund/Lindenberger, Dietmar* (2012): *Der Merit-Order-Effekt der erneuerbaren Energien – Analyse der kurzen und langen Frist*, Köln.
- Furubotn, Eirik G./Richter, Rudolf* (2010, Hrsg.): *The new institutional economics of markets*, Cheltenham (Northampton).
- Garcia, Reinaldo C./Contreras, Javier/van Akkeren, Marco, et al.* (2005): A GARCH Forecasting Model to Predict Day-Ahead Electricity Prices, in: *IEEE Transactions on Power Systems* 20, Nr. 2, S. 867–874.
- García-Álvarez, María T./Cabeza-García, Laura/Soares, Isabel* (2018): Assessment of energy policies to promote photovoltaic generation in the European Union, in: *Energy* 151, Nr. 1, S. 864–874.
- Gärtner, Benjamin/Schierack, Dirk/Welkoborsky, Christopher* (2015): Kapitalmarktreaktionen auf die Ankündigung von Personalabbauplänen in der internationalen Energiewirtschaft, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 39, Nr. 3, S. 189–203.

- Gasch, Robert/Twele, Jochen* (2012): Wind power plants – Fundamentals, Design, Construction and Operation, 2. Aufl., Berlin.
- Gawel, Erik/Lehmann, Paul* (2014): Die Förderung der erneuerbaren Energien nach der EEG-Reform 2014, in: *Wirtschaftsdienst* 94, Nr. 9, S. 651–658.
- Gawel, Erik/Lehmann, Paul* (2019): Should renewable energy policy be ‘renewable’?, in: *Oxford Review of Economic Policy* 35, Nr. 2, S. 218–243.
- Gawel, Erik/Purkus, Alexandra* (2013): Die Marktprämie im EEG 2012 – Ein sinnvoller Beitrag zur Markt- und Systemintegration erneuerbarer Energien?, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 37, Nr. 1, S. 43–61.
- Gawel, Erik/Purkus, Alexandra* (2015): Die Rolle von Energie- und Strombesteuerung im Kontext der Energiewende, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 39, Nr. 2, S. 77–103.
- Gawel, Erik/Purkus, Alexandra* (2016): EEG 2017 – Mehr Markt bei der Erneuerbare-Energien-Förderung?, in: *Wirtschaftsdienst* 96, Nr. 12, S. 910–915.
- Geilhausen, Marko/Bränzel, Juliane/Engelmann, Dirk, et al.* (2015): Energiemanagement – Für Fachkräfte, Beauftragte und Manager, Wiesbaden.
- Geman, Hélyette/Roncoroni, Andrea* (2006): Understanding the Fine Structure of Electricity Prices, in: *Journal of Business* 79, Nr. 3, S. 1225–1261.
- Genc, Talat S.* (2009): Discriminatory Versus Uniform-Price Electricity Auctions with Supply Function Equilibrium, in: *Journal of Optimization Theory and Applications* 140, Nr. 1, S. 9–31.
- Gerig, Martin/Helbig, Eike* (2014): Rechtliche Instrumente zur Vollendung des europäischen Energiebinnenmarktes, in: *Wirtschaftsdienst* 94, Nr. 12, S. 887–891.
- Gerke, Wolfgang* (1997, Hrsg.): Die Börse der Zukunft, Stuttgart.
- Gerpott, Torsten J./Jakopin, Nejc M.* (2006): Ereignisstudien, in: *WiSt – Wirtschaftswissenschaftliches Studium* 35, Nr. 2, S. 66–72.
- Gersema, Gerke/Wozabal, David* (2017): An equilibrium pricing model for wind power futures, in: *Energy Economics* 65, Nr. 1, S. 64–74.
- Gerster, Andreas* (2016): Negative price spikes at power markets – The role of energy policy, in: *Journal of Regulatory Economics* 50, Nr. 3, S. 271–289.
- Giacotto, Carmelo/Sfiridis, James M.* (1996): Hypothesis testing in event studies – The case of variance changes, in: *Journal of Economics and Business* 48, Nr. 4, S. 349–370.
- Giesecke, Jürgen/Heimerl, Stephan/Mosonyi, Emil* (2014): Wasserkraftanlagen – Planung, Bau und Betrieb, 6. Aufl., Berlin, Heidelberg.
- Girish, Godekere P.* (2016): Spot electricity price forecasting in Indian electricity market using autoregressive-GARCH models, in: *Energy Strategy Reviews* 11-12 Nr. 1, S. 52–57.

- Glantz, Morton/Kissell, Robert* (2014): *Multi-Asset Risk Modeling – Techniques for a Global Economy in an Electronic and Algorithmic Trading Era*, Burlington (VT).
- Göbel, Elisabeth* (2002): *Neue Institutionenökonomik – Konzeption und betriebswirtschaftliche Anwendungen*, Stuttgart.
- Goerke, Björn* (2009): Event-Studies, in: *Sönke Albers/Daniel Klapper/Udo Konradt, et al.* (Hrsg.): *Methodik der empirischen Forschung*, 3. Aufl., Wiesbaden, S. 467–484.
- Goh, Jeremy C./Ederington, Louis H.* (1993): Is a Bond Rating Downgrade Bad News, Good News, or No News for Stockholders?, in: *Journal of Finance* 48, Nr. 5, S. 2001–2008.
- Gonçalves, Silvia/Meddahi, Nour* (2011): Box–Cox transforms for realized volatility, in: *Journal of Econometrics* 160, Nr. 1, S. 129–144.
- Görisch, Uwe* (2007): Rechnen sich Biogasanlagen?, in: *Uwe Görisch/Markus Helm* (Hrsg.): *Biogasanlagen – Planung, Errichtung und Betrieb von landwirtschaftlichen und industriellen Biogasanlagen*, 2. Aufl., Stuttgart, S. 86–90.
- Görisch, Uwe/Helm, Markus* (2007, Hrsg.): *Biogasanlagen*, 2. Aufl., Stuttgart.
- Gottschalk, Rainer* (2007): Wie funktioniert die Aufbereitung und Verwertung von Speiseresten?, in: *Uwe Görisch/Markus Helm* (Hrsg.): *Biogasanlagen – Planung, Errichtung und Betrieb von landwirtschaftlichen und industriellen Biogasanlagen*, 2. Aufl., Stuttgart, S. 51–79.
- Götz, Georg/Heim, Sven/Schober, Dominik* (2014): Ökonomische Aspekte von Stromleitungsnetzen, in: *Jörg Böttcher* (Hrsg.): *Stromleitungsnetze – Rechtliche und wirtschaftliche Aspekte*, München, S. 285–310.
- Graeber, Dietmar/Kleine, Andreas* (2013): The combination of forecasts in the trading of electricity from renewable energy sources, in: *Journal of Business Economics* 83, Nr. 5, S. 409–435.
- Graeber, Dietmar R.* (2014): *Handel mit Strom aus erneuerbaren Energien*, Wiesbaden.
- Graf, Christoph/Wozabal, David* (2013): Measuring competitiveness of the EPEX spot market for electricity, in: *Energy Policy* 62, Nr. 1, S. 948–958.
- Gräfe, Gernot* (2007): Informationsqualität in Informations- und Entscheidungsprozessen, in: *is report - Zeitschrift für betriebswirtschaftliche Informationssysteme* 11, Nr. 5, S. 32–34.
- Granger, Clive W.J.* (1992): Forecasting stock market prices – Lessons for forecasters, in: *International Journal of Forecasting* 8, Nr. 1, S. 3–13.
- Grathwohl, Manfred* (1983): *Energieversorgung – Ressourcen, Technologien, Perspektiven*, 2. Aufl., Berlin, New York (NY).
- Grech, Victor/Calleja, Neville* (2018): WASP (Write a Scientific Paper) – Parametric vs. non-parametric tests, in: *Early human development* 123, Nr. 8, S. 48–49.

- Green, Richard/Howard, Alan/Howard, Sabine* (2015): Markets, Governments and Renewable Electricity, in: *Charles W. Donovan* (Hrsg.): Renewable energy finance – Powering the future, London, Singapore, S. 105–129.
- Green, Rikard/Larsson, Karl/Lunina, Veronika, et al.* (2018): Cross-commodity news transmission and volatility spillovers in the German energy markets, in: *Journal of Banking & Finance* 95, Nr. 1, S. 231–243.
- Greenbaum, Stuart/Thakor, Anjan V./Boot, Arnoud W. A.* (2016): Contemporary financial intermediation, 3. Aufl., Amsterdam, Boston (MA), Heidelberg.
- Greenwald, Bruce C./Kohn, Meir/Stiglitz, Joseph E.* (1990): Financial market imperfections and productivity growth, in: *Journal of Economic Behavior & Organization* 13, Nr. 3, S. 321–345.
- Greenwald, Bruce C./Stiglitz, Joseph E.* (1987): Imperfect information, credit markets and unemployment, in: *European Economic Review* 31, Nr. 1-2, S. 444–456.
- Grimm, Veronika/Ockenfels, Axel/Zöttl, Gregor* (2008): Strommarktdesign: Zur Ausgestaltung der Auktionsregeln an der EEX, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 32, Nr. 3, S. 147–161.
- Grimm, Veronika/Zöttl, Gregor/Rückel, Bastian, et al.* (2015): Regionale Preiskomponenten im Strommarkt – Gutachten im Auftrag der Monopolkommission, Nürnberg.
- Groscurth, Helmuth-M./Bode, Sven* (2013): “Power-to-heat” oder “Power-to-gas”?, Hamburg.
- Grossman, Sanford J.* (1991): The informational role of prices, 2. Aufl., Cambridge (MA).
- Growitsch, Christian/Matthes, Felix C./Ziesing, Hans-Joachim* (2013): Clearing-Studie Kapazitätsmärkte, Berlin, Köln.
- Gruber, Sebastian* (2015): Implikationen von Kapazitätsmärkten auf das Akteursverhalten – Eine spieltheoretische Analyse des Investitionsverhaltens deutscher Energieerzeuger, Wiesbaden.
- Grünwald, Reinhard/Ragwitz, Mario/Sensfuß, Frank, et al.* (2012): Regenerative Energieträger zur Sicherung der Grundlast in der Stromversorgung – Endbericht zum Monitoring, Berlin.
- Guerrero-Lemus, Ricardo/Martínez-Duart, José M.* (2013): Renewable Energies and CO<sub>2</sub> – Cost Analysis, Environmental Impacts and Technological Trends, London.
- Guirguis, Hany S./Felder, Frank A.* (2004): Further Advances in Forecasting Day-Ahead Electricity Prices Using Time Series Models, in: *KIEE International Transactions on Power Engineering* 4, Nr. 3, S. 159–166.
- Günther, Frauke/Fritsch, Stefan* (2010): neuralnet: Training of Neural Networks, in: *R Journal* 2, Nr. 1, S. 30–38.

- Günther, Matthias* (2015): *Energieeffizienz durch erneuerbare Energien – Möglichkeiten, Potenziale, Systeme*, Wiesbaden.
- Guserl, Richard/Pernsteiner, Helmut* (2004, Hrsg.): *Handbuch Finanzmanagement in der Praxis*, Wiesbaden.
- Häberlin, Heinrich* (2010): *Photovoltaik – Strom aus Sonnenlicht für Verbundnetz und Inselanlagen*, 2. Aufl., Fehrltorf.
- Habrigh-Böcker, Christiane/Kirchner, Beate C./Weißberg, Peter* (2015): *Fracking – Die neue Produktionsgeografie*, 2. Aufl., Wiesbaden.
- Hackl, Peter* (2013): *Einführung in die Ökonometrie*, 2. Aufl., München.
- Hadsell, Lester/Marathe, Achla/Shawky, Hany A.* (2004): Estimating the Volatility of Wholesale Electricity Spot Prices in the US, in: *Energy Journal* 25, Nr. 4, S. 23–40.
- Hagen, Jürgen von/Stein, Johann Heinrich von* (2000, Hrsg.): *Geld-, Bank- und Börsenwesen*, 40. Aufl., Stuttgart.
- Hagfors, Lars Ivar/Kamperud, Hilde Hørthe/Paraschiv, Florentina, et al.* (2016a): Prediction of extreme price occurrences in the German day-ahead electricity market, in: *Quantitative Finance* 16, Nr. 12, S. 1929–1948.
- Hagfors, Lars Ivar/Paraschiv, Florentina/Molnar, Peter, et al.* (2016b): Using quantile regression to analyze the effect of renewables on EEX price formation, in: *Renewable Energy and Environmental Sustainability* 1, o. Nr., Artikel 32.
- Haldrup, Niels/Nielsen, Frank S./Nielsen, Morten Ø.* (2010): A vector autoregressive model for electricity prices subject to long memory and regime switching, in: *Energy Economics* 32, Nr. 5, S. 1044–1058.
- Halicioglu, Ferda/Ketenci, Natalya* (2018): Output, renewable and non-renewable energy production, and international trade – Evidence from EU-15 countries, in: *Energy* 159, Nr. 1, S. 995–1002.
- Hamdy, Nadder A.* (2009): *Applied signal processing – Concepts, circuits, and systems*, Boca Raton (FL).
- Hampel, Frank* (2000): *Robust Inference*, Research Report No. 93, Zürich.
- Han, Seung H./Shin, Yoon S./Reinhart, Walter, et al.* (2009): Market Segmentation Effects in Corporate Credit Rating Changes – The Case of Emerging Markets, in: *Journal of Financial Services Research* 35, Nr. 2, S. 141–166.
- Hanisch, Andrea* (2014): *Zur verhaltenssteuernden Wirkung von Institutionen – In Privatisierungsentscheidungen der kommunalen Finanzverwaltung in NRW*, Wiesbaden (zugl.: Kassel, Univ., Diss., 2013).
- Hansen, Kenneth/Breyer, Christian/Lund, Henrik* (2019): Status and perspectives on 100% renewable energy systems, in: *Energy* 175, Nr. 1, S. 471–480.

- Hansen, Kenneth/Mathiesen, Brian Vad/Skov, Iva Ridjan* (2019): Full energy system transition towards 100% renewable energy in Germany in 2050, in: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 102, Nr. 1, S. 1–13.
- Hansen, Peter R./Lunde, Asger/Nason, James M.* (2011): The Model Confidence Set, in: *Econometrica* 79, Nr. 2, S. 453–497.
- Härdle, Wolfgang K./Trück, Stefan* (2013): *The dynamics of hourly electricity prices*, Berlin.
- Harris, Larry* (2003): *Trading and exchanges – Market microstructure for practitioners*, Oxford.
- Hartmann, Niklas/Eltrop, Ludger/Bauer, Nikolaus, et al.* (2012): *Stromspeicherpotenziale für Deutschland*, Stuttgart.
- Hartmann, Niklas/Hussein, Noha S./Taumann, Michael, et al.* (2015): Stromerzeugung aus Windenergie, in: *Martin Wietschel/Sandra Ullrich/Peter Markewitz, et al.* (Hrsg.): *Energietechnologien der Zukunft – Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze*, Wiesbaden, S. 103–122.
- Hartmann-Wendels, Thomas/Pfingsten, Andreas/Weber, Martin* (2019): *Bankbetriebslehre*, 7. Aufl., Berlin, Heidelberg.
- Hartmuth, Armin J.* (2004): *Institutioneller Wandel von Börsen – Eine evolutionsökonomische Analyse*, Wiesbaden (zugl.: Oestrich-Winkel, Univ., Diss., 2003).
- Hartung, Anja/Schlenker, Anja* (2012): Vermarktung von Kraftwerken aus Handlungssicht, in: *Ines Zenke/Ralf Schäder* (Hrsg.): *Energiehandel in Europa – Öl, Gas, Strom, Derivate, Zertifikate*, 3. Aufl., München, S. 381–428.
- Hartwig, Gustav* (1894): *Der elektrische Strom als Licht- und Kraftquelle – Anhang: Das Glasglühlicht*, Dresden.
- Hassler, Uwe* (2003): Zeitabhängige Volatilität und instationäre Zeitreihen – Zum Nobelpreis an Robert F. Engle und Clive W.J. Granger, in: *Wirtschaftsdienst* 83, Nr. 12, S. 811–816.
- Hau, Erich* (2014): *Windkraftanlagen – Grundlagen, Technik, Einsatz, Wirtschaftlichkeit*, 5. Aufl., Berlin, Heidelberg.
- Haucap, Justus/Schmidt, Ingo* (2013): *Wettbewerbspolitik und Kartellrecht – Eine interdisziplinäre Einführung*, 10. Aufl., München.
- Haucap, Justus/Uhde, André* (2008): Regulierung und Wettbewerbsrecht in liberalisierten Netzindustrien aus institutionenökonomischer Perspektive, in: *Jahrbuch für die Ordnung von Wirtschaft und Gesellschaft* 59, Nr. 1, S. 237–262.
- Haugom, Erik/Westgaard, Sjur/Solibakke, Per B., et al.* (2011): Realized volatility and the influence of market measures on predictability – Analysis of Nord Pool forward electricity data, in: *Energy Economics* 33, Nr. 6, S. 1206–1215.

- Hauser, Eva/Zipp, Alexander* (2013): Herausforderungen bei der Allokation von Strom aus fluktuierenden erneuerbaren Energien: Probleme und mögliche Lösungskonzepte, in: Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung 82, Nr. 1, S. 156–169.
- Hauser, Stephanie Elisabeth* (2003): Informationsverarbeitung am Neuen Markt – eine empirische Analyse der Determinanten von Kursreaktionen auf Ad-hoc-Meldungen, Wiesbaden (zugl.: Oestrich-Winkel, Univ., Diss., 2003).
- Häuser, Karl/Rosenstock, Adolf* (1997): Börse und Kapitalmarkt, 5. Aufl., Frankfurt am Main.
- Hawker, Graeme/Bell, Keith/Gill, Simon* (2017): Electricity security in the European Union – The conflict between national Capacity Mechanisms and the Single Market, in: Energy Research & Social Science 24, Nr. 1, S. 51–58.
- Hayek, Friedrich August von* (1937): Economics and Knowledge, in: *Economica* 4, Nr. 13, S. 33–54.
- Hayek, Friedrich August von* (1945): The Use of Knowledge in Society, in: *American Economic Review* 35, Nr. 4, S. 519–530.
- Hayek, Friedrich August von* (1952): Individualismus und wirtschaftliche Ordnung, Erlenbach-Zürich.
- Hayek, Friedrich August von* (1981): Die Illusion der sozialen Gerechtigkeit, Landsberg.
- Hayek, Friedrich August von* (2003): Recht, Gesetz und Freiheit – Eine Neufassung der liberalen Grundsätze der Gerechtigkeit und der politischen Ökonomie, Tübingen.
- Hecker, Werner/Lau, Carsten/Müller, Arno* (2015, Hrsg.): Zukunftsorientierte Unternehmenssteuerung in der Energiewirtschaft, Wiesbaden.
- Heidenreich, Regine* (1994): Ökonomie und Institutionen – Eine Rekonstruktion des wirtschafts- und sozialwissenschaftlichen Werks von K. W. Kapp, Frankfurt am Main, Berlin.
- Heimerl, Stephan* (2013, Hrsg.): Wasserkraftprojekte, Wiesbaden.
- Heimerl, Stephan* (2015, Hrsg.): Wasserkraftprojekte Band 2, Wiesbaden.
- Heimerl, Stephan/Held, Stephan/Krull, David* (2008): Wirtschaftlichkeitsuntersuchungen bei Wasserkraftanlagen vor dem Hintergrund von WRRL und EEG, in: *uwf UmweltWirtschaftsForum* 16, Nr. 3, S. 131–136.
- Heimerl, Stephan/Kohler, Beate* (2014): Technische Grundlagen der Wasserkraftnutzung, in: *Jörg Böttcher* (Hrsg.): Wasserkraftprojekte – Rechtliche, technische und wirtschaftliche Aspekte, Berlin, S. 147–170.
- Heine, Christian/Schwiederowski, Thorben* (2016): Drohendes Ausschreibungsmodell im EEG? – Erfahrungswerte, in: *Zeitschrift für Neues Energierecht* 20, Nr. 1, S. 22–29.

- Heinrich, Berthold* (2015): Kraft, Energie, Leistung – Kurz und bündig, Wiesbaden.
- Henn, Günter/Frodermann, Jürgen/Becker, Sebastian* (2009, Hrsg.): Handbuch des Aktienrechts, 8. Aufl., Heidelberg.
- Henney, Alex/Keers, Greg* (1998): Managing Total Corporate Electricity/Energy Market Risks, in: *Electricity Journal* 11, Nr. 2, S. 36–46.
- Henseler, Jörg* (2006): Das Wechselverhalten von Konsumenten im Strommarkt – Eine empirische Untersuchung direkter und moderierender Effekte, Wiesbaden (zugl.: Kaiserslautern, Univ., Diss., 2005).
- Herbes, Carsten/Friege, Christian* (2015, Hrsg.): Marketing Erneuerbarer Energien, Wiesbaden.
- Hering, Hendrik* (2007): Was tun auf dem Strommarkt? – Weichenstellungen für mehr Wettbewerb!, in: *Wirtschaftsdienst* 87, Nr. 12, S. 814–817.
- Hermes, Georg* (1998): Staatliche Infrastrukturverantwortung – Rechtliche Grundstrukturen netzgebundener Transport- und Übertragungssysteme zwischen Daseinsvorsorge und Wettbewerbsregulierung am Beispiel der leitungsgebundenen Energieversorgung in Europa, Tübingen (zugl.: Freiburg (Breisgau) Univ., Habil., 1997).
- Herrera, Rodrigo/González, Nicolás* (2014): The modeling and forecasting of extreme events in electricity spot markets, in: *International Journal of Forecasting* 30, Nr. 3, S. 477–490.
- Herwig, Heinz* (2016): Energie – Richtig bewerten und sinnvoll nutzen, Wiesbaden.
- Herz, Steffen/Valentin, Florian* (2014): Direktvermarktung, Direktlieferung und Eigenversorgung nach dem EEG 2014, in: *Zeitschrift für das gesamte Recht der Energiewirtschaft* 3, Nr. 8, S. 358–366.
- Hesse, Wolfgang/Müller, Dirk/Ruß, Aaron* (2008): Information, information systems, information society: interpretations and implications, in: *Poiesis & Praxis* 5, Nr. 3-4, S. 159–183.
- Heuck, Klaus/Dettmann, Klaus-Dieter/Schulz, Detlef* (2013): Elektrische Energieversorgung – Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie für Studium und Praxis, 9. Aufl., Wiesbaden.
- Heyer, Tim* (2013): Preisbildung von Strom- und Temperaturderivaten im Lichte ihrer Anwendung zur Risikosteuerung: Institutionelle Rahmenbedingungen, modelltheoretische Analyse und empirischer Befund für den deutschen Elektrizitätsmarkt, Jena (zugl.: Jena, Univ., Diss., 2013).
- Higgs, Helen/Worthington, Andrew* (2008): Stochastic price modeling of high volatility, mean-reverting, spike-prone commodities – The Australian wholesale spot electricity market, in: *Energy Economics* 30, Nr. 6, S. 3172–3185.
- Hildmann, Marcus/Ulbig, Andreas/Andersson, Goran* (2015): Empirical Analysis of the Merit-Order Effect and the Missing Money Problem in Power Markets With

- High RES Shares, in: *IEEE Transactions on Power Systems* 30, Nr. 3, S. 1560–1570.
- Hilpold, Claus/Kaiser, Dieter G.* (2010): *Innovative Investmentstrategien – Handelstechniken für eine optimierte Portfoliodiversifikation*, Wiesbaden.
- Hirschl, Bernd* (2008): *Erneuerbare Energien-Politik – Eine Multi-Level Policy Analyse der deutschen Politik für erneuerbare Energien im Strommarkt*, Wiesbaden (zugl.: Berlin, Univ., Diss., 2007).
- Hirschman, Daniel* (2016): *Stylized Facts in the Social Sciences*, in: *Sociological Science* 3, Nr. 1, S. 604–626.
- Hirshleifer, Jack* (1971): *The Private and Social Value of Information and the Reward to Inventive Activity*, in: *American Economic Review* 61, Nr. 4, S. 561–574.
- Hirshleifer, Jack/Riley, John G.* (1979): *The analytics of uncertainty and information – An Expository Survey*, in: *Journal of Economic Literature* 17, Nr. 4, S. 1375–1421.
- Hirth, Lion* (2013): *The market value of variable renewables – The effect of solar wind power variability on their relative price*, in: *Energy Economics* 38, Nr. 1, S. 218–236.
- Hitaj, Claudia/Schymura, Michael/Löschel, Andreas* (2014): *The Impact of a Feed-In Tariff on Wind Power Development in Germany*, ZEW Discussion Paper 14-035, Mannheim.
- Hoesli, Martin/Milcheva, Stanimira/Moss, Alex* (2017): *Is Financial Regulation Good or Bad for Real Estate Companies? - An Event Study*, in: *The Journal of Real Estate Finance and Economics* 5, Nr. 1/2, S. 1–39.
- Hofmann, Markus/Bühler, Patrick* (2004): *Risikomanagement im Unternehmen*, in: *Richard Guserl/Helmut Pernsteiner* (Hrsg.): *Handbuch Finanzmanagement in der Praxis*, Wiesbaden, S. 159–197.
- Höller, Stefan/Jaberg, Helmut* (2015): *Ein Beitrag zur Druckstoßberechnung von Pumpspeichieranlagen*, in: *Stephan Heimerl* (Hrsg.): *Wasserkraftprojekte Band 2 – Ausgewählte Beiträge aus der Fachzeitschrift WasserWirtschaft*, Wiesbaden, S. 298–309.
- Holtschneider, Rainer* (1980): *Die 4. Kartellgesetzesnovelle*, in: *WiSt – Wirtschaftswissenschaftliches Studium* 9, Nr. 9, S. 431–434.
- Homan, Paul T.* (1932): *An Appraisal of Institutional Economics*, in: *American Economic Review* 22, Nr. 1, S. 10–17.
- Hopf, Michael* (1983): *Informationen für Märkte und Märkte für Informationen*, Frankfurt am Main (zugl.: Frankfurt am Main, Univ., Diss., 1983).
- Horlacher, Hans-Burkhard* (2007): *Wasserkraft – eine unverzichtbare Energiequelle*, in: *Wissenschaftliche Zeitschrift der Technischen Universität Dresden* 56, Nr. 3-4, S. 95–99.

- Horsch, Andreas* (2005): Agency und Versicherungsintermediation, in: *Andreas Horsch/Harald Meinhövel/Stephan Paul* (Hrsg.): Institutionenökonomie und Betriebswirtschaftslehre, München, S. 81–99.
- Horsch, Andreas* (2008): Rating und Regulierung – Ökonomische Analyse der Prozesse, Strukturen und Regeln der Märkte für Ratings, zugl.: Bochum, Univ., Habil., 2007, Baden-Baden.
- Horsch, Andreas* (2009): Portfoliokonstruktion und Energiehandel, in: *Carsten Felden* (Hrsg.): Energiewirtschaftliche Fragestellungen aus betriebswirtschaftlicher und ingenieurwissenschaftlicher Sicht, Berlin, S. 42–60.
- Horsch, Andreas* (2017): Evolution of the European Regulation of Credit Rating Companies, in: *Andreas Horsch/Larysa Sysoyeva* (Hrsg.): Financial Institutions and Financial Regulation – New Developments in the European Union and Ukraine – Conference Proceedings, Göttingen, S. 59–74.
- Horsch, Andreas/Jüttner, Bedia* (2018): Value-at-Risk-Varianten, in: *WiSt – Wirtschaftswissenschaftliches Studium* 47, Nr. 4, S. 48–50.
- Horsch, Andreas/Meinhövel, Harald/Paul, Stephan* (2005, Hrsg.): Institutionenökonomie und Betriebswirtschaftslehre, München.
- Horsch, Andreas/Meinhövel, Harald/Paul, Stephan* (2005): Institutionenökonomie und Betriebswirtschaftslehre – Einführung zum Einkommensaspekt menschlichen Handelns, in: *Andreas Horsch/Harald Meinhövel/Stephan Paul* (Hrsg.): Institutionenökonomie und Betriebswirtschaftslehre, München, S. 1–14.
- Horsch, Andreas/Schulte, Michael* (2016): Wertorientierte Banksteuerung II: Risikomanagement, 5. Aufl., Frankfurt am Main.
- Horsch, Andreas/Sysoyeva, Larysa* (2017, Hrsg.): Financial Institutions and Financial Regulation – New Developments in the European Union and Ukraine, Göttingen.
- Hsueh, L. Paul/Liu, Y. Angela* (1992): Market anticipation and the effect of bond rating changes on common stock prices, in: *Journal of Business Research* 24, Nr. 3, S. 225–239.
- Huber, Jürgen/Kirchler, Michael/Sutter, Matthias* (2006): Vom Nutzen zusätzlicher Information auf Märkten mit unterschiedlich informierten Händlern – Eine experimentelle Studie, in: *Schmalenbachs Zeitschrift für betriebswirtschaftliche Forschung* 58, Nr. 2, S. 188–211.
- Huisman, Ronald/Mahieu, Ronald* (2003): Regime jumps in electricity prices, in: *Energy Economics* 25, Nr. 1, S. 425–434.
- Huisman, Ronald/Stradnic, Victoria/Westgaard, Sjur* (2013): Renewable Energy and Electricity Prices: Indirect Empirical Evidence from Hydro Power, IEB Paper 24, Barcelona.
- Hull, John C.* (2015): Optionen, Futures und andere Derivate, 9. Aufl., Hallbergmoos.

- Hull, John C.* (2016): Risikomanagement – Banken, Versicherungen und andere Finanzinstitutionen, 4. Aufl., Hallbergmoos.
- Hundt, Steffen* (2015): Informationsgehalt von Credit Ratings – Eine empirische Analyse europäischer Aktien- und Anleihemärkte, Wiesbaden (zugl.: Freiberg, Univ., Diss., 2015).
- Hundt, Steffen/Horsch, Andreas* (2012): Kapitalmarktreaktionen auf Ankündigungen von M&A-Transaktionen – Eine Ereignisstudie am Beispiel der Unicredit, in: *Corporate Finance biz* 3, Nr. 3, S. 141–148.
- Hurtado Munoz, Luis A./Huijben, Boukje/Verhees, Bram, et al.* (2014): The power of grid parity – A discursive approach, in: *Technological Forecasting and Social Change* 87, Nr. 1, S. 179–190.
- Huurman, Christian/Ravazzolo, Francesco/Zhou, Chen* (2012): The power of weather, in: *Computational Statistics & Data Analysis* 56, Nr. 11, S. 3793–3807.
- Hyndman, Rob J./Koehler, Anne B.* (2006): Another look at measures of forecast accuracy, in: *International Journal of Forecasting* 22, Nr. 4, S. 679–688.
- IEA-RETD* (2016): Re-Transition – Transitioning to Policy Frameworks for Cost-Competitive Renewables, Utrecht.
- Ignatieva, Katja/Trück, Stefan* (2016): Modeling spot price dependence in Australian electricity markets with applications to risk management, in: *Computers & Operations Research* 66, Nr. 1, S. 415–433.
- International Energy Agency* (2017): Energy Policies of IEA Countries – Norway 2017 Review, Paris.
- International Renewable Energy Agency* (2014): Global Bioenergy – Supply and Demand Projections, Abu Dhabi.
- Jacobs, Max* (2016): Europäischer Emissionshandel, Erneuerbare-Energien-Gesetz und das Recht der Umweltbeihilfen, Baden-Baden (zugl.: Saarbrücken, Univ., Diss., 2016).
- James, Tom* (2003): Energy price risk, New York (NY).
- Janczura, Joanna/Trück, Stefan/Weron, Rafal, et al.* (2013): Identifying spikes and seasonal components in electricity spot price data – A guide to robust modeling, in: *Energy Economics* 38, Nr. 1, S. 96–110.
- Jansen, Dorothea* (2005): Von Organisationen und Märkten zur Wirtschaftssoziologie, in: *Michael Faust/Maria Funder/Manfred Moldaschl* (Hrsg.): Die "Organisation" der Arbeit, München, Mering, S. 227–258.
- Jansen, Harald* (2005a): Neoklassische Theorie und Betriebswirtschaftslehre, in: *Andreas Horsch/Harald Meinhövel/Stephan Paul* (Hrsg.): Institutionenökonomie und Betriebswirtschaftslehre, München, S. 49–64.

- Jansen, Harald* (2005b): Verfügungsrechte und Transaktionskosten, in: *Andreas Horsch/Harald Meinhövel/Stephan Paul* (Hrsg.): *Institutionenökonomie und Betriebswirtschaftslehre*, München, S. 101–117.
- Jarass, Lorenz* (2013): Reform des EEG: Verbrauchsvorrang für Erneuerbare Energien wiedereinführen, Einspeisegarantie für Kohlestrom abschaffen, in: *Zeitschrift für Neues Energierecht* 17, Nr. 6, S. 572–580.
- Jenne, Markus/Rabenschlag, Karlheinz* (2012): Darstellung und Konzeption eines Due Diligence-Prozesses, in: *Jörg Böttcher* (Hrsg.): *Handbuch Windenergie – Onshore-Projekte: Realisierung, Finanzierung, Recht und Technik*, München, S. 45–99.
- Jensen, Michael C.* (1978): Some Anomalous Evidence Regarding Market Efficiency, in: *Journal of Financial Economics* 6, Nr. 2, S. 95–101.
- Jensen, Michael C./Meckling, William H.* (1976): Theory of the Firm: Managerial Behavior, Agency Costs and Ownership Structure, in: *Journal of Financial Economics* 3, Nr. 4, S. 305–360.
- Jensen, Stine G./Skytte, Klaus* (2002): Interactions between the power and green certificate markets, in: *Energy Policy* 30, Nr. 5, S. 425–435.
- Jevons, Stanley W.* (1871): *Theory of Political Economy*, London, New York (NY).
- John, J. A./Draper, Norman R.* (1980): An Alternative Family of Transformations, in: *Applied Statistics* 29, Nr. 2, S. 190–197.
- Joines, Adam J.* (2010): *Signals to the Market: Too Big to Fail Banks and the Recent Crisis*, Paris.
- Jones, Gareth R./Bouncken, Ricarda B.* (2008): *Organisation – Theorie, Design und Wandel*, 5. Aufl., München.
- Jong, Cyriel de* (2006): The Nature of Power Spikes – A Regime-Switch Approach, in: *Studies in Nonlinear Dynamics & Econometrics* 10, Nr. 3, S. 1–26.
- Jorion, Philippe* (2007): *Value at risk – The new benchmark for managing financial risk*, 3. Aufl., New York (NY).
- Jorion, Philippe/Liu, Zhu/Shi, Charles* (2005): Informational effects of regulation FD – Evidence from rating agencies, in: *Journal of Financial Economics* 76, Nr. 2, S. 309–330.
- Joskow, Paul L.* (2008): Incentive Regulation and Its Application to Electricity Networks, in: *Review of Network Economics* 7, Nr. 4, S. 547–560.
- Jost, Peter-Jürgen* (2001): Der Transaktionskostenansatz im Unternehmenskontext, in: *Peter-Jürgen Jost* (Hrsg.): *Der Transaktionskostenansatz in der Betriebswirtschaftslehre*, Stuttgart, S. 9–34.
- Jost, Peter-Jürgen* (2001, Hrsg.): *Der Transaktionskostenansatz in der Betriebswirtschaftslehre*, Stuttgart.

- Jülch, Verena/Hartmann, Niklas/Husseini, Noha S., et al.* (2015): Photovoltaik, in: *Martin Wietschel/Sandra Ullrich/Peter Markewitz, et al.* (Hrsg.): *Energietechnologien der Zukunft – Erzeugung, Speicherung, Effizienz und Netze*, Wiesbaden, S. 123–138.
- Jussawalla, Meheroo/Ebenfield, Helene* (1984, Hrsg.): *Communication and Information Economics*, Amsterdam.
- Jüttner, Bedia/Horsch, Andreas/Aust, Benjamin* (2018): Messung von Rohstoffpreissrisiken mit Hilfe von VaR-Maßen – Teil 2: Lösungshinweise, in: *WiSt – Wirtschaftswissenschaftliches Studium* 47, Nr. 5, S. 57–61.
- Kaltschmitt, Martin* (2013a): Anhang B – Energetische Nutzung von Biomasse, in: *Martin Kaltschmitt/Wolfgang Streicher/Andreas Wiese* (Hrsg.): *Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*, 5. Aufl., Berlin, S. 893–898.
- Kaltschmitt, Martin* (2013b): Biomass as Renewable Source of Energy, Possible Conversion Routes, in: *Martin Kaltschmitt/Nickolas J. Themelis/Lucien Y. Bronicki, et al.* (Hrsg.): *Renewable Energy Systems*, New York (NY), et al., S. 257–289.
- Kaltschmitt, Martin* (2016): Biomasse als nachwachsender Energieträger, in: *Martin Kaltschmitt/Hans Hartmann/Hermann Hofbauer* (Hrsg.): *Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren*, 3. Aufl., Berlin, Heidelberg, S. 1–8.
- Kaltschmitt, Martin/Hartmann, Hans/Hofbauer, Hermann* (2016, Hrsg.): *Energie aus Biomasse*, 3. Aufl., Berlin, Heidelberg.
- Kaltschmitt, Martin/Lippitsch, Kornelia/Müller, Jörg, et al.* (2013a): Photovoltaische Stromerzeugung, in: *Martin Kaltschmitt/Wolfgang Streicher/Andreas Wiese* (Hrsg.): *Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*, 5. Aufl., Berlin, S. 353–452.
- Kaltschmitt, Martin/Schlüter, Michael/Schulz, Detlef, et al.* (2013b): Stromerzeugung aus Windenergie, in: *Martin Kaltschmitt/Wolfgang Streicher/Andreas Wiese* (Hrsg.): *Erneuerbare Energien – Systemtechnik, Wirtschaftlichkeit, Umweltaspekte*, 5. Aufl., Berlin, S. 453–553.
- Kaltschmitt, Martin/Streicher, Wolfgang* (2009, Hrsg.): *Regenerative Energien in Österreich*, Wiesbaden.
- Kaltschmitt, Martin/Streicher, Wolfgang/Wiese, Andreas* (2013, Hrsg.): *Erneuerbare Energien*, 5. Aufl., Berlin.
- Kaltschmitt, Martin/Themelis, Nickolas J./Bronicki, Lucien Y., et al.* (2013, Hrsg.): *Renewable Energy Systems*, New York (NY), et al.
- Kaminski, Victor V.* (2004, Hrsg.): *Managing energy price risk*, 3. Aufl., London.
- Kaminski, Vince/Masson, Grant/Chahal, Ronnie* (2000): Volatility Estimation in Energy Markets, in: *Les Clewlow/Chris Strickland* (Hrsg.): *Energy derivatives – Pricing and risk management*, London, S. 37–63.

- Kang, Teuk R.* (2012): Reform des europäischen Finanzaufsichtssystems als Vorbild für Ostasien, Berlin.
- Karakatsani, Nektaria V./Bunn, Derek W.* (2008): Forecasting electricity prices: – The impact of fundamentals and time-varying coefficients, in: *International Journal of Forecasting* 24, Nr. 4, S. 764–785.
- Karakatsani, Nektaria V./Bunn, Derek W.* (2010): Fundamental and Behavioural Drivers of Electricity Price Volatility, in: *Studies in Nonlinear Dynamics & Econometrics* 14, Nr. 4, S. 1–40.
- Karl, Jürgen* (2012): Dezentrale Energiesysteme – Neue Technologien im liberalisierten Energiemarkt, 3. Aufl., München.
- Kasi, Hannu* (1997): New microeconomics, new institutional economics und Transformationsprozeß – Überlegungen zu den Anforderungen an eine Theorie der Unternehmen in den postsozialistischen Ländern, Essen (zugl.: Braunschweig, Univ., Diss., 1996).
- Keles, Dogan/Genoese, Massimo/Möst, Dominik, et al.* (2012): Comparison of extended mean-reversion and time series models for electricity spot price simulation considering negative prices, in: *Energy Economics* 34, Nr. 4, S. 1012–1032.
- Keller, Andreas* (2010): Competition effects of mergers – An event study of the German electricity market, in: *Energy Policy* 38, Nr. 9, S. 5264–5271.
- Kemfert, Claudia/Gerbaut, Clemens/Hirschhausen, Christian von* (2016): Stromnetze und Speichertechnologien für die Energiewende – Eine Analyse mit Bezug zur Diskussion des EEG 2016, Berlin.
- Kempf, Alexander/Griese, Knut* (2006): Liquiditätsdynamik am deutschen Aktienmarkt, in: *Die Betriebswirtschaft* 66, Nr. 4, S. 402–417.
- Kendall, M. G./Hill, A. Bradford* (1953): The Analysis of Economic Time-Series-Part I: Prices, in: *Journal of the Royal Statistical Society. Series A (General)* 116, Nr. 1, S. 11–34.
- Ketterer, Janina C.* (2014): The impact of wind power generation on the electricity price in Germany, in: *Energy Economics* 44, Nr. 7, S. 270–280.
- Kiesel, Rüdiger/Metka, Kevin* (2013): A Multivariate Commodity Analysis with Time-Dependent Volatility – Evidence from the German Energy Market, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 37, Nr. 2, S. 107–126.
- Kiesel, Rüdiger/Paraschiv, Florentina* (2017): Econometric analysis of 15-minute intraday electricity prices, in: *Energy Economics* 64, Nr. 1, S. 77–90.
- Kieser, Alfred* (2001, Hrsg.): *Organisationstheorien*, 4. Aufl., Stuttgart.
- Kim, Tae Ung/Kim, Daeyoung/Kim, Mi-Ryang* (2015): The Economic Value of New Contents' Updates in Online Games – Measuring the Abnormal Playing Times with an Event Study, in: *Journal of Marketing Thought* 2, Nr. 2, S. 12–21.

- Kirsch, Werner* (1971): Entscheidungsprozesse – Informationsverarbeitungstheorie des Entscheidungsverhaltens, Bd. 2, Wiesbaden.
- Kirzner, Israel M.* (1999): Mises and His Understanding of the Capitalist System, in: *Cato Journal* 19, Nr. 2, S. 215–228.
- Klauer, Bernd/Manstetten, Reiner/Petersen, Thomas, et al.* (2013): Die Kunst langfristig zu denken – Wege zur Nachhaltigkeit, Baden-Baden.
- Kleeberg, Jochen M.* (1991): Die Eignung von Marktindizes für empirische Aktienmarktuntersuchungen, Wiesbaden.
- Klein, Stefan* (1996): Interorganisationssysteme und Unternehmensnetzwerke – Wechselwirkungen zwischen organisatorischer und informationstechnischer Entwicklung, Wiesbaden (zugl.: St. Gallen, Univ., Habil., 1995).
- Klein, Tony/Walther, Thomas* (2017): Fast fractional differencing in modeling long memory of conditional variance for high-frequency data, in: *Finance Research Letters* 22, Nr. 1, S. 274–279.
- Kleindorfer, Paul R./Pedell, Burkhard* (2007): Regulierung, in: *Richard Köhler/Hans-Ulrich Küpper/Andreas Pfingsten* (Hrsg.): *Handwörterbuch der Betriebswirtschaft*, 6. Aufl., Stuttgart, S. 1563–1575.
- Kleinow, Jacob* (2016): Systemrelevante Finanzinstitute – Systemrisiko und Regulierung im europäischen Kontext, Wiesbaden (zugl.: Freiberg, Univ., Diss., 2016).
- Kleinow, Jacob/Nell, Tobias/Rogler, Silvia, et al.* (2014): The value of being systemically important – Event study on regulatory announcements for banks, in: *Applied Financial Economics* 24, Nr. 24, S. 1585–1604.
- Klinglmair, Andrea/Bliem, Markus G.* (2014): Die Erschließung vorhandener Wasserkraftpotenziale in Österreich im Spannungsfeld von Energiepolitik und ökologischen Schutzziele, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 38, Nr. 1, S. 13–26.
- Klobasa, Marian/Pfluger, Benjamin/Bonin, Michael von, et al.* (2018): EEG-Erfahrungsbericht 2018 – Vorbereitung und Begleitung bei der Erstellung eines Erfahrungsberichts gemäß § 97 Erneuerbare-Energien-Gesetz 2017, Karlsruhe, Kassel, Berlin.
- Kment, Martin* (2019, Hrsg.): *Energiewirtschaftsgesetz*, 2. Aufl., Baden-Baden.
- Knapp, Steffen* (2015): Das Energiepreisäquivalent als Grundlage zur Bestimmung des Gleichgewichtspreises zwischen Biomasse und Kohle, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 39, Nr. 4, S. 263–273.
- Knauff, Matthias* (2019): Entflechtung, in: *Martin Kment* (Hrsg.): *Energiewirtschaftsgesetz*, 2. Aufl., Baden-Baden, S. 141–222.
- Knieps, Günter* (2008): Wettbewerbsökonomie – Regulierungstheorie, Industrieökonomie, Wettbewerbspolitik, 3. Aufl., Berlin, Heidelberg.
- Knight, Frank H.* (1921): *Risk, Uncertainty and Profit*, Boston (MA), New York (NY).

- Koenig, Christian/Kühling, Jürgen/Rasbach, Winfried* (2012): *Energierrecht*, 3. Aufl., Stuttgart.
- Köhler, Richard/Küpper, Hans-Ulrich/Pfingsten, Andreas* (2007, Hrsg.): *Handwörterbuch der Betriebswirtschaft*, 6. Aufl., Stuttgart.
- Kohn, Wolfgang/Öztürk, Riza* (2011): *Statistik für Ökonomen – Datenanalyse mit R und SPSS*, Berlin, Heidelberg.
- Koku, Paul S./Jagpal, Harsharanjeet S./Viswanath, P. V.* (1997): The Effect of New Product Announcements and Preannouncements on Stock Price, in: *Journal of Market-Focused Management* 2, Nr. 2, S. 183–199.
- Kolari, James W./Pynnonen, Seppo* (2011): Nonparametric rank tests for event studies, in: *Journal of Empirical Finance* 18, Nr. 5, S. 953–971.
- Kolloch, Michael/Golker, Oliver* (2016): Staatliche Regulierung und Digitalisierung als Antezedenzen für Innovationen in der Energiewirtschaft am Beispiel von REMIT, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 40, Nr. 1, S. 41–54.
- Kommission der Europäischen Gemeinschaften* (2007): *Untersuchung der europäischen Gas- und Elektrizitätssektoren gemäß Artikel 17 der Verordnung (EG) Nr. 1/2003 – Abschlussbericht*, Brüssel.
- Konar, Selma* (2015): *Energieregulierung auf Unionsebene – Die Rolle der Europäischen Kommission und der ACER nach der REMIT-VO*, in: *Zeitschrift für Neues Energierrecht* 19, Nr. 1, S. 7–11.
- Kondziella, Hendrik/Müller, Björn/Bruckner, Thomas* (2011): *Preisdeterminanten des Stromgroßhandels in Frankreich*, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 35, Nr. 4, S. 239–248.
- Könemann, Detlef* (2014): *Wirkungsgrad der Dünnschichtzellen steigt schnell an*, in: *VDI nachrichten* Nr. 22, S. 13 vom 30.05.2014.
- Konrad, Frank* (2008): *Planung von Photovoltaik-Anlagen – Grundlagen und Projektierung*, 2. Aufl., Wiesbaden.
- Konstantin, Panos* (2013): *Praxisbuch Energiewirtschaft – Energieumwandlung, -transport und -beschaffung im liberalisierten Markt*, 3. Aufl., Berlin, Heidelberg.
- Köpp, Cornelius/Mettenheim, Hans-Jörg von/Breitner, Michael H.* (2013): *Lastmanagement in Stromnetzen – Beiträge für ein Entscheidungsunterstützungssystem für Portfoliobetreiber*, in: *Wirtschaftsinformatik* 55, Nr. 1, S. 39–49.
- Korte, Klaas/Gawel, Erik* (2015): *Stromnetzinvestitionen und Anreizregulierung – Problemfelder und Lösungsansätze*, in: *Wirtschaftsdienst* 95, Nr. 2, S. 127–134.
- Kothari, S. P./Warner, Jerold B.* (2007): *Econometrics of Event Studies*, in: *B. Espen Eckbo* (Hrsg.): *Handbook of corporate finance – Empirical corporate finance*, Amsterdam, S. 3–36.
- Kräkel, Matthias* (2015): *Organisation und Management*, 6. Aufl., Tübingen.

- Kramer, Nikolaus* (2002): Modellierung von Preisbildungsmechanismen im liberalisierten Strommarkt, Freiberg (zugl.: Freiberg, Univ., Diss., 2002).
- Kramer, Robert* (2015): Gesetzliche Rahmenbedingungen und ihre Auswirkungen auf die Vermarktung von Erneuerbaren Energien in Deutschland, in: *Carsten Herbes/Christian Friege* (Hrsg.): Marketing Erneuerbarer Energien – Grundlagen, Geschäftsmodelle, Fallbeispiele, Wiesbaden, S. 61–80.
- Krämer, Walter/Schoffer, Olaf/Tschiersch, Lars* (2014): Datenanalyse mit SAS – Statistische Verfahren und ihre grafischen Aspekte, 3. Aufl., Berlin.
- Kramm, Gerhard/Sellhorst, Gary/Ross, Hannah K., et al.* (2016): On the Maximum of Wind Power Efficiency, in: *Journal of Power and Energy Engineering* 4, Nr. 1, S. 1–39.
- Kraus, Michael* (2005): Liberalised Energy Markets – Do We Need Re-Regulation?, in: *Applied Research in Environmental Economics* 31, Nr. 1, S. 197–218.
- Krauter, Stefan* (2014): Integration Erneuerbarer Energien: Herausforderungen und Maßnahmen im Erzeugungssektor und Lastmanagement, in: *uwf UmweltWirtschaftsForum* 22, Nr. 1, S. 37–44.
- Kreps, David M.* (1995): Corporate culture and economic theory, in: *James E. Alt/Kenneth A. Shepsle* (Hrsg.): Perspectives on positive political economy, Cambridge (MA), S. 90–143.
- Kreuz, Sebastian/Müsgens, Felix* (2018): Measuring the cost of renewable energy in Germany, in: *The Electricity Journal* 31, Nr. 4, S. 29–33.
- Krickel, Frank* (2015): Digitalisierung in der Energiewirtschaft, in: *Werner Hecker/Carsten Lau/Arno Müller* (Hrsg.): Zukunftsorientierte Unternehmenssteuerung in der Energiewirtschaft, Wiesbaden, S. 41–73.
- Kristiansen, Tarjei* (2012): Forecasting Nord Pool day-ahead prices with an autoregressive model, in: *Energy Policy* 49, Nr. 1, S. 328–332.
- Kristiansen, Tarjei* (2014): A time series spot price forecast model for the Nord Pool market, in: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 61, Nr. 1, S. 20–26.
- Kravin, Dmitry/Patton, Robert/Rose, Erica, et al.* (2003): Determination of the Appropriate Event Window Length in Individual Stock Event Studies, New York (NY).
- Krüsselberg, Utz* (1993): Theorie der Unternehmung und Institutionenökonomik – Die Theorie der Unternehmung im Spannungsfeld zwischen neuer Institutionenökonomik, ordnungstheoretischem Institutionalismus und Marktprozeßtheorie, Heidelberg.
- Kühling, Jürgen/Rasbach, Winfried/Busch, Claudia* (2018): Energierecht, 4. Aufl., Baden-Baden.

- Kühne, Jan* (2010): Anforderungen an das Risikomanagement und Risikocontrolling, in: *Roland Eller/Markus Heinrich/René Perrot, et al.* (Hrsg.): Management von Rohstoffrisiken – Strategien, Märkte und Produkte, Wiesbaden, S. 107–137.
- Kumpan, Christoph* (2006): Die Regulierung außerbörslicher Wertpapierhandelssysteme im deutschen, europäischen und US-amerikanischen Recht, Berlin (zugl.: Hamburg, Univ., Diss., 2005).
- Kunz, Friedrich* (2013): Managing Congestion and Intermittent Renewable Generation in Liberalized Electricity Markets, Dresden (zugl.: Dresden, Univ., Diss., 2013).
- Kunze, Christian W.* (2010): Informationstransparenz auf dem deutschen Elektrizitätshandelsmarkt – Eine Analyse des Erklärungsgehaltes ausgewählter schumpeterianischer Aussagen für empirisch beobachtbare Phänomene, in: *Wolfgang Baumann/Ulrich Braukmann/Winfried Matthes* (Hrsg.): Innovation und Internationalisierung – Festschrift für Norbert Koubek, Wiesbaden, S. 523–536.
- Kurth, Matthias* (2009): Was ist eine erfolgreiche Regulierung der Strom- und Gasnetze? – Rolle der Regulierungsbehörde sowie Ansätze zur Bewertung, in: *Schmalenbachs Zeitschrift für betriebswirtschaftliche Forschung* 61, Nr. 6, S. 679–697.
- Kurzweil, Peter/Dietlmeier, Otto K.* (2015): Elektrochemische Speicher – Superkondensatoren, Batterien, Elektrolyse-Wasserstoff, Rechtliche Grundlagen, Wiesbaden.
- Kutzer, Hermann* (1997): Die Inflation der Information, in: *Wolfgang Gerke* (Hrsg.): Die Börse der Zukunft – Märkte, Plätze, Netze, Stuttgart, S. 115–122.
- Kwoka, John/Sabodash, Vladlena* (2011): Price Spikes in Energy Markets – “Business by Usual Methods” or Strategic Withholding?, in: *Review of Industrial Organization* 38, Nr. 3, S. 285–310.
- Kyle, Albert S.* (1985): Continuous Auctions and Insider Trading, in: *Econometrica* 53, Nr. 6, S. 1315–1336.
- Lamdin, Douglas J.* (1999): Event Studies of Regulation and New Results on the Effect of the Cigarette Advertising Ban, in: *Journal of Regulatory Economics* 16, Nr. 2, S. 187–202.
- Langlois, Richard N.* (1984): Internal Organization in a Dynamic Context: Some Theoretical Considerations, in: *Meheroo Jussawalla/Helene Ebenfield* (Hrsg.): Communication and Information Economics – New Perspectives, Amsterdam, S. 23–49.
- Lapuerta, Carlos/Moselle, Boaz* (2001): Recommendations for the Dutch Electricity Market, London.
- Lau, Carsten/Dechange, André/Flegel, Tina* (2013): Projektmanagement im Energiebereich, Wiesbaden.
- Lauber, Volkmar/Jacobsson, Staffan* (2016): The politics and economics of constructing, contesting and restricting socio-political space for renewables – The German

- Renewable Energy Act, in: *Environmental Innovation and Societal Transitions* 18, Nr. 1, S. 147–163.
- Lauf, Thomas/Ek, Kristina/Gawel, Erik, et al.* (2019): The regional heterogeneity of wind power deployment – An empirical investigation of land-use policies in Germany and Sweden, in: *Journal of Environmental Planning and Management* 38, Nr. 1, S. 1–28.
- Laura-Gabriela, Constantin/Bogdan, Cernat-Gruici/Radu, Lupu, et al.* (2015): Shareholders Value and Catastrophe Bonds – An Event Study Analysis at European Level, in: *Journal of Economic and Social Development* 2, Nr. 1, S. 75–85.
- Lazarczyk, Ewa* (2014): *Essays on Electricity Markets: Information and Trading*, Stockholm (zugl.: Stockholm, Univ., Diss., 2014).
- Lazarczyk, Ewa* (2015): *Private and Public Information on the Nordic Intra-Day Electricity Market*, Stockholm.
- Lebedeva, Olga* (2012): *Informed Trading and Market Efficiency*, Mannheim (zugl.: Mannheim, Univ., Diss., 2012).
- Lee, Cheng F./Lee, John C.* (2015, Hrsg.): *Handbook of Financial Econometrics and Statistics*, New York (NY).
- Leepa, Claudia/Unfried, Matthias* (2013): Effects of a cut-off in feed-in tariffs on photovoltaic capacity – Evidence from Germany, in: *Energy Policy* 56, Nr. 1, S. 536–542.
- Lehmann, Paul/Gawel, Erik/Korte, Klaas, et al.* (2016): Sichere Stromversorgung bei hohen Anteilen volatiler erneuerbarer Energien – Was kann ein Strommarkt 2.0 leisten?, in: *Wirtschaftsdienst* 96, Nr. 5, S. 344–350.
- Leipziger Institut für Energie* (2014): *Mittelfristprognose zur EEG-Stromeinspeisung bis 2019*, Leipzig.
- Leland, Hayne E./Pyle, David H.* (1977): Informational Asymmetries, Financial Structure, and Financial Intermediation, in: *Journal of Finance* 32, Nr. 2, S. 371–387.
- Lenck, Thorsten* (2015): *Negative Strompreise: Eine Chance für die Energiewende?*, Berlin, <https://www.windindustrie-in-deutschland.de/fachartikel/negative-strompreise-eine-chance-fuer-die-energiewende/>, Zugriff: 22.02.2017.
- Lenhard, Rainer* (2009): *Erfolgsfaktoren von Mergers & Acquisitions in der europäischen Telekommunikationsindustrie*, Wiesbaden (zugl.: Nürnberg, Univ. Diss., 2008).
- Lepke, Stefan* (2016): Das neue EEG 2014 – Rechtliche Darstellung und Bewertung der wesentlichen Veränderungen, in: *Heinrich Degenhart/Thomas Schomerus* (Hrsg.): *EEG 2014 – Konsequenzen für die Finanzwirtschaft*, Baden-Baden, S. 15–31.

- Leprich, Uwe* (2013): Transformation des bundesdeutschen Stromsystems im Spannungsfeld von Wettbewerb und regulatorischem Design, in: *Zeitschrift für Neues Energierecht* 17, Nr. 2, S. 101–106.
- LeRoy, Stephen F.* (1989): Efficient Capital Markets and Martingales, in: *Journal of Economic Literature* 27, Nr. 4, S. 1583–1621.
- Letmathe, Peter* (2016): Güter und Übel – Überlegungen zu den Dyckhoff'schen Objektkategorien aus der Nachhaltigkeitsperspektive, in: *Heinz Ahn/Marcel Clermont/Rainer Souren* (Hrsg.): *Nachhaltiges Entscheiden – Beiträge zum multiperspektivischen Performancemanagement von Wertschöpfungsprozessen*, Wiesbaden, S. 101–115.
- Lhabitant, Francois-Serge* (2000): Coping with Model Risk, in: *Lev Borodovsky/Marc Lore* (Hrsg.): *Professional's Handbook of Financial Risk Management*, Oxford, S. 415–440.
- Liebeneiner, Rolf/Theilen, Ulf* (2008): Trockenfermentation von Biomasse aus Abfall, in: *Klaus Fricke/Claus-Gerhard Bergs/Georg Kosak, et al.* (Hrsg.): *Energie aus Abfall – Biomasse- und Ersatzbrennstoffverwertung*, 69. Symposium des ANS e.V., Göttingen, 16.09. und 17.09.2008, Weimar, S. 137–148.
- Liebreich, Michael* (2014): *A year of cracking Ice: 10 predictions for 2014*, New York (NY).
- Lindström, Erik/Norén, Vicke/Madsen, Henrik* (2015): Consumption management in the Nord Pool region – A stability analysis, in: *Applied Energy* 146, Nr. 1, S. 239–246.
- Lintner, John* (1965): The Valuation of Risk Assets and the Selection of Risky Investments in Stock Portfolios and Capital Budgets, in: *Review of Economics and Statistics* 47, Nr. 1, S. 13–37.
- Lippelt, Jana* (2011): Kurz zum Klima: Strom aus Wasserkraft und Energie aus dem Ozean, in: *ifo Schnelldienst* 64, Nr. 17, S. 72–74.
- Liu, Heping/Shi, Jing* (2013): Applying ARMA–GARCH approaches to forecasting short-term electricity prices, in: *Energy Economics* 37, Nr. 1, S. 152–166.
- Liu, Ming/Steven Tay, N. H./Bell, Stuart, et al.* (2016): Review on concentrating solar power plants and new developments in high temperature thermal energy storage technologies, in: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 53, Nr. 1, S. 1411–1432.
- Ljung, Greta M./Box, George E. P.* (1978): On a measure of lack of fit in time series models, in: *Biometrika* 65, Nr. 2, S. 297–303.
- Loipersberger, Florian* (2018): The effect of supranational banking supervision on the financial sector – Event study evidence from Europe, in: *Journal of Banking & Finance* 91, Nr. 1, S. 34–48.

- Lorenz, Johannes-Tobias* (2006): *European Banking M&A – Die Kapitalmarktperspektive*, Wiesbaden (zugl.: Oestrich-Winkel, Univ., Diss., 2005).
- Lorie, James H./Dodd, Peter/Kimpton, Mary H.* (1985): *The Stock Market – Theories and Evidence*, 2. Aufl., Homewood (AL).
- Löschel, Andreas* (2011): *Energiepolitik nach Fukushima*, in: *Wirtschaftsdienst* 91, Nr. 5, S. 306–310.
- Löschel, Andreas/Flues, Florens/Heindl, Peter* (2012): *Das Erneuerbare-Energien-Gesetz in der Diskussion*, in: *Wirtschaftsdienst* 92, Nr. 8, S. 515–519.
- Loßner, Martin/Böttger, Diana/Bruckner, Thomas* (2015): *Wirtschaftliches Potential virtueller Kraftwerke im zukünftigen Energiemarkt – Eine szenariobasierte und modellgestützte Analyse*, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 39, Nr. 2, S. 115–132.
- Love, Geoff/Plummer, Neil/Muirhead, Ian, et al.* (2014): *Meteorology and the Energy Sector*, in: *Alberto Troccoli/Laurent Dubus/Sue E. Haupt* (Hrsg.): *Weather Matters for Energy*, New York (NY), et al., S. 221–235.
- Lucht, Michael/Spangardt, Gorden* (2005, Hrsg.): *Emissionshandel*, Berlin, Heidelberg.
- Lucia, Julio J./Schwartz, Eduardo S.* (2002): *Electricity Prices and Power Derivatives: Evidence from the Nordic Power Exchange*, in: *Review of Derivatives Research* 5, Nr. 1, S. 5–50.
- Lüdemann, Volker/Konar, Selma* (2015): *Die Überwachung von Stromgroßhandelsmarkt und Emissionshandelsmarkt*, in: *Zeitschrift für Neues Energierecht* 19, Nr. 2, S. 81–87.
- Ludwig, Nikolas/Bosch, Stephan* (2014): *Standortalternativen für die Windenergie – Berechnung des Ertragspotenzials auf Offenland- und Waldstandorten in Bayern*, in: *Raumforschung und Raumordnung* 72, Nr. 4, S. 293–308.
- Luhmann, Hans-Jochen/Schostok, Dorothea/Schaube, Philipp* (2014): *Vom Interzum Intra-Wettbewerb – Stufen der Integration Erneuerbarer Energien im Strombereich*, in: *uwf UmweltWirtschaftsForum* 22, Nr. 1, S. 3–15.
- Lülsdorf, Tanja* (2016): *Die novellierten Ausschreibungen nach dem EEG 2017*, in: *Natur und Recht* 38, Nr. 11, S. 756–761.
- Lumley, Thomas/Diehr, Paula/Emerson, Scott, et al.* (2002): *The importance of the normality assumption in large public health data sets*, in: *Annual review of public health* 23, Nr. 1, S. 151–169.
- Luňáčková, Petra/Průša, Jan/Janda, Karel* (2017): *The merit order effect of Czech photovoltaic plants*, in: *Energy Policy* 106, Nr. 1, S. 138–147.
- Luoma, Jennifer/Mathiesen, Patrick/Kleissl, Jan* (2014): *Forecast value considering energy pricing in California*, in: *Applied Energy* 125, Nr. 1, S. 230–237.
- Lutzenberger, Alexa* (2009): *Nachwachsende Rohstoffe zur Substitution von Mineralkraftstoffen – Möglichkeiten und Grenzen – Eine Bewertung der Herstellung von*

- Biokraftstoffen unter nachhaltigen Aspekten, Saarbrücken (zugl.: Lüneburg, Univ., Diss., 2009).
- MacGill, Iain* (2010): Electricity market design for facilitating the integration of wind energy – Experience and prospects with the Australian National Electricity Market, in: *Energy Policy* 38, Nr. 7, S. 3180–3191.
- Machlup, Fritz* (1931): Börsenkredit, Industriekredit und Kapitalbildung, Wien.
- Maciejowska, Katarzyna/Nowotarski, Jakub* (2016): A hybrid model for GEFCom2014 probabilistic electricity price forecasting, in: *International Journal of Forecasting* 32, Nr. 3, S. 1051–1056.
- MacKinlay, Archie C.* (1997): Event Studies in Economics and Finance, in: *Journal of Economic Literature* 35, Nr. 1, S. 13–39.
- Madlener, Reinhard/Schumacher, Markus* (2011): Ökonomische Bewertung des Repowering von Onshore-Windenergieanlagen in Deutschland, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 35, Nr. 4, S. 297–320.
- Madlener, Reinhard/Siegers, Lena/Bendig, Stefan* (2009): Risikomanagement und -controlling bei Offshore-Windenergieanlagen, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 33, Nr. 2, S. 135–146.
- Mag, Wolfgang* (1977): Entscheidung und Information, München.
- Mai, Michael/Gebhardt, Thorsten/Wahl, Fabian, et al.* (2014): Transaktionskosten bei Energieeffizienz-Investitionen in Unternehmen, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 38, Nr. 4, S. 269–279.
- Makridakis, Spyros* (1993): Accuracy measures: Theoretical and practical concerns, in: *International Journal of Forecasting* 9, Nr. 4, S. 527–529.
- Malatesta, Paul H.* (1986): Measuring Abnormal Performance: The Event Parameter Approach Using Joint Generalized Least Squares, in: *Journal of Financial and Quantitative Analysis* 21, Nr. 1, S. 27–38.
- Malkiel, Burton G.* (1987): Efficient Market Hypothesis, in: *John Eatwell/Murray Milgate/Peter Newman* (Hrsg.): *The New Palgrave Dictionary of Economics*, London, S. 2891–2892.
- Malkiel, Burton G.* (2003): The Efficient Market Hypothesis and Its Critics, in: *Journal of Economic Perspectives* 17, Nr. 1, S. 59–82.
- Malkiel, Burton G.* (2005): Reflections on the Efficient Market Hypothesis – 30 Years Later, in: *Financial Review* 40, Nr. 1, S. 1–9.
- Manne, Henry G.* (1985): Insider Trading and Property Rights in new Information, in: *Cato Journal* 4, Nr. 3, S. 933–957.
- Marci, Mika* (2005): Trading, in: *Michael Lucht/Gorden Spangardt* (Hrsg.): *Emissionshandel*, Berlin, Heidelberg, S. 117–136.

- Marcjasz, Grzegorz/Serafin, Tomasz/Weron, Rafał* (2018): Selection of Calibration Windows for Day-Ahead Electricity Price Forecasting, in: *Energies* 11, Nr. 9, S. 2364.
- Marenbach, Richard/Nelles, Dieter/Tuttas, Christian* (2013): Elektrische Energietechnik – Grundlagen, Energieversorgung, Antriebe und Leistungselektronik, Wiesbaden.
- Mari, Carlo* (2006): Regime-switching characterization of electricity prices dynamics, in: *Physica A: Statistical Mechanics and its Applications* 371, Nr. 2, S. 552–564.
- Markowitz, Harry* (1952): Portfolio Selection, in: *Journal of Finance* 7, Nr. 1, S. 77–91.
- Markowitz, Harry* (1959): Portfolio Selection – Efficient Diversification of Investments, New York (NY).
- Marks, Joseph M./Musumeci, Jim* (2017): Misspecification in event studies, in: *Journal of Corporate Finance* 45, Nr. 1, S. 333–341.
- Marshall, John M.* (1974): Private Incentives and Public Information, in: *American Economic Review* 64, Nr. 3, S. 373–390.
- Martiensen, Jörn* (2000): Institutionenökonomik – Die Analyse der Bedeutung von Regeln und Organisationen für die Effizienz ökonomischer Tauschbeziehungen, München.
- Martín, Mariano* (2016, Hrsg.): Alternative energy sources and technologies, Salamanca.
- Martín, Mariano* (2016): Nonconventional Fossil Energy Sources: Shale Gas and Methane Hydrates, in: *Mariano Martín* (Hrsg.): Alternative energy sources and technologies – Process design and operation, Salamanca, S. 3–16.
- Martinez-Anido, Carlo B./Brinkman, Greg/Hodge, Bri-Mathias* (2016): The impact of wind power on electricity prices, in: *Renewable Energy* 94, Nr. 1, S. 474–487.
- Matthews, Robert C. O.* (1986): The Economics of Institutions and the Sources of Growth, in: *Economic Journal* 96, Nr. 384, S. 903–918.
- Mauritzen, Johannes* (2012): Windonomics: empirical essays on the economics of wind power in the Nordic electricity market, Stockholm (zugl.: Bergen, Univ., Diss., 2012).
- May, Nils/Neuhoff, Karsten/Borggrefe, Frieder* (2015): Marktanzreize für systemdienliche Auslegungen von Windkraftanlagen, in: *DIW Wochenbericht* o. Jg., Nr. 24, S. 555–564.
- Mayer, Johannes N.* (2014): Electricity Production and Spot-Prices in Germany 2014, Freiburg.
- Mayer, Johannes N./Burger, Bruno* (2014): Kurzstudie zur historischen Entwicklung der EEG-Umlage, Freiburg.

- Mayer, Johannes N./Kreifels, Niklas/Burger, Bruno* (2013): Kohleverstromung zu Zeiten niedriger Börsenstrompreise, Freiburg.
- Mayer, Klaus/Trück, Stefan* (2018): Electricity markets around the world, in: *Journal of Commodity Markets* 9, Nr. 1, S. 77–100.
- McAfee, R. Preston/McMillan, John* (1987): Auctions and Bidding, in: *Journal of Economic Literature* 25, Nr. 2, S. 699–738.
- McConnell, Dylan/Hearps, Patrick/Eales, Dominic, et al.* (2013): Retrospective modeling of the merit-order effect on wholesale electricity prices from distributed photovoltaic generation in the Australian National Electricity Market, in: *Energy Policy* 58, Nr. 1, S. 17–27.
- McNeil, Alexander J./Frey, Rüdiger/Embrechts, Paul* (2015): Quantitative risk management – Concepts, techniques and tools, Revised edition, Princeton (NJ).
- McNown, Robert* (1986): On the uses of econometric models: A guide for policy makers, in: *Policy Sciences* 19, Nr. 4, S. 359–380.
- McQueen, Grant/Roley, V. Vance* (1993): Stock Prices, News, and Business Conditions, in: *Review of Financial Studies* 6, Nr. 3, S. 683–707.
- McWilliams, Abigail/Siegel, Donald* (1997): Event Studies in Management Research: Theoretical and Empirical Issues, in: *Academy of Management Journal* 40, Nr. 3, S. 626–657.
- Meeus, Leonardo* (2011): Why (and how) to regulate power exchanges in the EU market integration context?, in: *Energy Policy* 39, Nr. 3, S. 1470–1475.
- Meijnen, Raymond J./Grünig, Thomas* (2015): Die fischfreundliche Turbine – ein innovativer Lösungsansatz, in: *Stephan Heimerl* (Hrsg.): *Wasserkraftprojekte Band 2 – Ausgewählte Beiträge aus der Fachzeitschrift WasserWirtschaft*, Wiesbaden, S. 369–375.
- Menger, Carl* (1883): *Untersuchungen über die Methoden der Socialwissenschaften, und der Politischen Oekonomie insbesondere*, Leipzig.
- Menges, Günter* (1968, Hrsg.): *Entscheidung und Information*, Frankfurt am Main, Berlin.
- Menges, Günter* (1968): Entscheidung unter Risiko und Ungewißheit, in: *Günter Menges* (Hrsg.): *Entscheidung und Information – Einführung in moderne Entscheidungskalküle und elektronische Informationssysteme*, Frankfurt am Main, Berlin, S. 9–35.
- Menges, Roland/Traub, Stefan* (2008): Staat versus Markt – Konsumentenpräferenzen und die Förderung erneuerbarer Energien, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 32, Nr. 4, S. 262–270.
- Mentz, Markus* (2006): *Mergers & Acquisitions in der Automobilzulieferindustrie – Wertschöpfungspotentiale durch internationale Positionierung*, Wiesbaden (zugl.: Oestrich-Winkel, Univ., Diss., 2005).

- Mertens, Konrad* (2013): Photovoltaik – Lehrbuch zu Grundlagen, Technologie und Praxis, 2. Aufl., München.
- Meucci, Attilio* (2009): Risk and asset allocation, Dordrecht.
- Meyer, Cedric C.* (2007): Welche rechtlichen Anforderungen gelten für die Errichtung und den Betrieb von Biogasanlagen?, in: *Uwe Görisch/Markus Helm* (Hrsg.): Biogasanlagen – Planung, Errichtung und Betrieb von landwirtschaftlichen und industriellen Biogasanlagen, 2. Aufl., Stuttgart, S. 13–26.
- Michaelides, Efstathios E.* (2012): Alternative Energy Sources, Berlin, Heidelberg.
- Mikkelson, Wayne H./Partch, M. Megan* (1988): Withdrawn Security Offerings, in: *The Journal of Financial and Quantitative Analysis* 23, Nr. 2, S. 119–133.
- Milgrom, Paul* (1989): Auctions and Bidding: A Primer, in: *Journal of Economic Perspectives* 3, Nr. 3, S. 3–22.
- Miller, George A.* (1953): What is information measurement?, in: *American Psychologist* 8, Nr. 1, S. 3–11.
- Miller, Oskar von* (1925): Die Ausnützung der Wasserkräfte, in: *Die Naturwissenschaften* 13, Nr. 10, S. 181–188.
- Mills, Terence C./Patterson, Kerry* (2009, Hrsg.): Palgrave Handbook of Econometrics, London.
- Mirakyan, Atom/Meyer-Renschhausen, Martin/Koch, Andreas* (2017): Composite forecasting approach, application for next-day electricity price forecasting, in: *Energy Economics* 66, Nr. 1, S. 228–237.
- Mises, Ludwig von* (1940): Nationalökonomie – Theorie des Handelns und Wirtschaftens, Genf.
- Mises, Ludwig von* (1949): Human Action – A Treatise On Economics, 4. Aufl., San Francisco (CA).
- Misiorek, Adam/Trück, Stefan/Weron, Rafal* (2006): Point and Interval Forecasting of Spot Electricity Prices – Linear vs. Non-Linear Time Series Models, in: *Studies in Nonlinear Dynamics & Econometrics* 10, Nr. 3, S. 1–34.
- Möhrten, Corinna/Pahlow, Markus/Jørgensen, Jess U.* (2012): Untersuchung verschiedener Handelsstrategien für Wind- und Solarenergie unter Berücksichtigung der EEG 2012 Novellierung, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 36, Nr. 1, S. 9–25.
- Mollemans, Michael* (2003): The Credit Ratings Announcement Effect in Japan, Sydney.
- Mondello, Enzo* (2015): Portfoliomanagement – Theorie und Anwendungsbeispiele, 2. Aufl., Wiesbaden.
- Monopolkommission* (2009): Strom und Gas 2009: Energiemärkte im Spannungsfeld von Politik und Wettbewerb, Sondergutachten 54, Bonn.

- Monopolkommission* (2015): Energie 2015: Ein wettbewerbliches Marktdesign für die Energiewende, Sondergutachten 71, Bonn.
- Montero, José M.* (2011): Modelling the Volatility of the Spanish Wholesale Electricity Spot Market. Asymmetric GARCH Models vs. Threshold ARSV model, in: *Estudios de Economía Aplicada* 29, Nr. 2, S. 597–616.
- Morscher, Christof/Horsch, Andreas* (2015): Nominelle Negativzinsen, in: *Wirtschaftsdienst* 95, Nr. 2, S. 148–150.
- Mosquera-López, Stephania/Uribe, Jorge M./Manotas-Duque, Diego F.* (2018): Effect of stopping hydroelectric power generation on the dynamics of electricity prices – An event study approach, in: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 94, Nr. 1, S. 456–467.
- Mossin, Jan* (1966): Equilibrium in a Capital Asset Market, in: *Econometrica* 34, Nr. 4, S. 768–783.
- Mount, Tim* (2001): Market power and price volatility in restructured markets for electricity, in: *Decision Support Systems* 30, Nr. 3, S. 311–325.
- Mühlenhoff, Jörg* (2013a): Anbau von Energiepflanzen – Umweltauswirkungen, Nutzungskonkurrenzen und Potenziale, Berlin.
- Mühlenhoff, Jörg* (2013b): Reststoffe für Bioenergie nutzen – Potenziale, Mobilisierung und Umweltbilanz, Berlin.
- Müller, Daniel/Schmitz, Patrick W.* (2016): Transaction costs and the property rights approach to the theory of the firm, in: *European Economic Review* 87, Nr. 1, S. 92–107.
- Müller, Wolfgang* (1969): Die Informationsverarbeitung in der Unternehmung, in: *Walther Busse von Colbe/Günter Sieben* (Hrsg.): Betriebswirtschaftliche Information, Entscheidung und Kontrolle – Festschrift für Hans Münstermann, Wiesbaden, S. 13–30.
- Müller-Mitschke, Sonja* (2015): Artenschutzrechtliche Ausnahmen vom Tötungsverbot für windenergieempfindliche Vogelarten bei Windenergieanlagen, in: *Natur und Recht* 37, Nr. 11, S. 741–749.
- Münch, Christian* (2019): Amortisationszeit einer Photovoltaikanlage, Bad Homburg, <https://www.photovoltaik.org/wirtschaftlichkeit/amortisation>, Zugriff: 22.04.2019.
- Müsgens, Felix/Ockenfels, Axel/Peek, Markus* (2012): Balancing Power Markets in Germany: Timing Matters, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 36, Nr. 1, S. 1–7.
- Müsgens, Felix/Ockenfels, Axel/Peek, Markus* (2014): Economics and design of balancing power markets in Germany, in: *International Journal of Electrical Power & Energy Systems* 55, Nr. 1, S. 392–401.
- Müsgens, Felix/Steinhausen, Burkhard* (2010): Portfoliomanagement – Optimale Energiebeschaffung unter Berücksichtigung von Risiken, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 34, Nr. 2, S. 109–116.

- Musole, Maliti* (2009): Property rights, transaction costs and institutional change – Conceptual framework and literature review, in: *Progress in Planning* 71, Nr. 2, S. 43–85.
- Mußhoff, Jörg* (2007): Erfolgreiche M&A-Transaktionen in der europäischen Bankenindustrie, Wiesbaden (zugl.: Oestrich-Winkel, Univ., Diss., 2007).
- Nagl, Stephan/Paulus, Simon/Lindenberger, Dietmar* (2013): Mögliche Entwicklung der Umlage zur Förderung der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien durch das Erneuerbare-Energien-Gesetz bis 2018, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 37, Nr. 1, S. 63–72.
- Nee, Victor* (1998a): Norms and Networks in Economic and Organizational Performance, in: *American Economic Review* 88, Nr. 2, Papers and Proceedings of the Hundred and Tenth Annual Meeting of the American Economic Association (May, 1998) S. 85–89.
- Nee, Victor* (1998b): Sources of the New Institutionalism, in: *Mary C. Brinton/Victor Nee* (Hrsg.): *The New Institutionalism in Sociology*, New York (NY), S. 1–16.
- Nee, Victor/Ingram, Paul* (1998): Embeddedness and Beyond – Institutions, Exchange, and Social Structure, in: *Mary C. Brinton/Victor Nee* (Hrsg.): *The New Institutionalism in Sociology*, New York (NY), S. 19–45.
- Neidlein, Hans-Christoph* (2015): Wind Power Future ab 2016, in: *Zeitschrift für kommunale Wirtschaft* 2015, Nr. 9, S. 9.
- Nelson, Daniel B.* (1991): Conditional Heteroskedasticity in Asset Returns: A New Approach, in: *Econometrica* 59, Nr. 2, S. 347–370.
- Nestle, David/Ringelstein, Jan/Selzam, Patrick* (2009): Integration dezentraler und erneuerbarer Energien durch variable Strompreise im liberalisierten Energiemarkt, in: *uwf UmweltWirtschaftsForum* 17, Nr. 4, S. 361–365.
- Neubarth, Jürgen/Kaltschmitt, Martin/Lippitsch, Kornelia* (2009): Stromerzeugung aus Wasserkraft, in: *Martin Kaltschmitt/Wolfgang Streicher* (Hrsg.): *Regenerative Energien in Österreich – Grundlagen, Systemtechnik, Umweltaspekte, Kostenanalysen, Potenziale, Nutzung*, Wiesbaden, S. 59–94.
- Neumann, Manfred J. M./Klein, Martin* (1982): Probleme der Theorie effizienter Märkte und ihrer empirischen Überprüfung, in: *Kredit und Kapital* 15, Nr. 2, S. 165–187.
- Neus, Werner* (2018): Einführung in die Betriebswirtschaftslehre aus institutionenökonomischer Sicht, 10. Aufl., Tübingen.
- Neusser, Klaus* (2011): *Zeitreihenanalyse in den Wirtschaftswissenschaften*, 3. Aufl., Wiesbaden.
- Newbery, David/Strbac, Goran/Viehoff, Ivan* (2016): The benefits of integrating European electricity markets, in: *Energy Policy* 94, Nr. 1, S. 253–263.

- Ng, David S.* (1977): Pareto-Optimality of Authentic Information, in: *Journal of Finance* 32, Nr. 5, S. 1717–1728.
- Nicolosi, Marco* (2010): Wind power integration and power system flexibility – An empirical analysis of extreme events in Germany under the new negative price regime, in: *Energy Policy* 38, Nr. 11, S. 7257–7268.
- Nicolosi, Marco/Fürsch, Michaela* (2009): The Impact of an increasing share of RES-E on the Conventional Power Market – The Example of Germany, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 33, Nr. 3, S. 246–254.
- Niederhausen, Herbert/Burkert, Andreas* (2014): *Elektrischer Strom – Gestehung, Übertragung, Verteilung, Speicherung und Nutzung elektrischer Energie im Kontext der Energiewende*, Wiesbaden.
- Nielsen, Klaus/Johnson, Björn* (1998, Hrsg.): *Institutions and economic change*, Cheltenham, Northampton.
- Nijman, Luuk* (2012): The impact of the new wave of financial regulation for European energy markets, in: *Energy Policy* 47, Nr. 1, S. 468–477.
- Nitsch, Joachim/Pregger, Thomas/Naegler, Tobias, et al.* (2012): *Langfristszenarien und Strategien für den Ausbau der erneuerbaren Energien in Deutschland bei Berücksichtigung der Entwicklung in Europa und global*, Stuttgart, Kassel, Teltow.
- Nord Pool* (2018): *Market Data*, Lysaker, <https://www.nordpoolgroup.com/Market-data1/#/nordic/map>, Zugriff: 17.05.2018.
- North, Douglass C.* (1978): Structure and Performance – The Task of Economic History, in: *Journal of Economic Literature* 16, Nr. 3, S. 963–978.
- North, Douglass C.* (1989): Institutions and economic growth – An historical introduction, in: *World Development* 17, Nr. 9, S. 1319–1332.
- North, Douglass C.* (1990a): A Transaction Cost Theory of Politics, in: *Journal of Theoretical Politics* 2, Nr. 4, S. 355–367.
- North, Douglass C.* (1990b): *Institutions, institutional change, and economic performance*, Cambridge, New York (NY).
- North, Douglass C.* (1991): Institutions, in: *Journal of Economic Perspectives* 5, Nr. 1, S. 97–112.
- North, Douglass C.* (1994): Economic Performance Through Time, in: *American Economic Review* 84, Nr. 3, S. 359–368.
- North, Douglass C./Wallis, John J.* (1994): Integrating Institutional Change and Technical Change in Economic History – A Transaction Cost Approach, in: *Journal of Institutional and Theoretical Economics* 150, Nr. 4, S. 609–624.
- Nowotarski, Jakub/Raviv, Eran/Trück, Stefan, et al.* (2014): An empirical comparison of alternative schemes for combining electricity spot price forecasts, in: *Energy Economics* 46, Nr. 1, S. 395–412.

- Nowotarski, Jakub/Weron, Rafal* (2016): On the importance of the long-term seasonal component in day-ahead electricity price forecasting, in: *Energy Economics* 57, Nr. 1, S. 228–235.
- Nowotarski, Jakub/Weron, Rafal* (2018): Recent advances in electricity price forecasting – A review of probabilistic forecasting, in: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 81, Nr. 1, S. 1548–1568.
- O'Sullivan, Marlene/Edler, Dietmar/Lehr, Ulrike* (2019): *Ökonomische Indikatoren der Energiebereitstellung – Methode, Abgrenzung und Ergebnisse für den Zeitraum 2000-2017*, Berlin.
- Oberndorfer, Ulrich/Ulbricht, Dirk/Ketterer, Janina C.* (2007): *Lost in Transmission? Stock Market Impacts of the 2006 European Gas Crisis*, Ifo Working Paper No. 41, München.
- Oberndorfer, Ulrich/Ziegler, Andreas* (2006): *Environmentally Oriented Energy Policy and Stock Returns: An Empirical Analysis*, ZEW Discussion Paper No. 06-079, Mannheim.
- Oberverwaltungsgericht Münster* (2008): *Eignungsbereich für Windkraftnutzung – Darstellung einer Konzentrationszone im Flächennutzungsplan außerhalb eines im Regionalplan dargestellten Eignungsbereichs*, in: *Natur und Recht* 30, Nr. 10, S. 736–739.
- Ochoa, Camila/van Ackere, Ann* (2015): *Winners and losers of market coupling*, in: *Energy* 80, Nr. 1, S. 522–534.
- Ockenfels, Axel/Betzüge, Marc O.* (2016): *Wettbewerb in den nicht-regulierten Stufen der Strom- und Gasmärkte*, in: *Jürgen F. Baur/Peter Salje/Matthias Schmidt-Preuß* (Hrsg.): *Regulierung in der Energiewirtschaft – Ein Praxishandbuch*, 2. Aufl., Köln, S. 23–54.
- Oehmichen, Martin/Aust, Benjamin* (2017): *Vergleich zwischen elektrisch und durch fossilen Brennstoff angetriebenen Fahrkonzepten*, in: *Ökologisches Wirtschaften* 32, Nr. 4, S. 46–50.
- O'Hara, Maureen/Shaw, Wayne* (1990): *Deposit Insurance and Wealth Effects: The Value of Being "Too Big to Fail"*, in: *Journal of Finance* 45, Nr. 5, S. 1587–1600.
- Ordelheide, Dieter/Rudolph, Bernd/Büselmann, Elke* (1991, Hrsg.): *Betriebswirtschaftslehre und ökonomische Theorie*, Stuttgart.
- Osório, Gerardo J./Matias, Joao C.O./Catalão, Joao P.S.* (2014): *Electricity prices forecasting by a hybrid evolutionary-adaptive methodology*, in: *Energy Conversion and Management* 80, Nr. 1, S. 363–373.
- Ossenbrink, Jan* (2017): *How feed-in remuneration design shapes residential PV prosumer paradigms*, in: *Energy Policy* 108, Nr. 1, S. 239–255.
- Osterhage, Wolfgang* (2014): *Energie ist nicht erneuerbar – Eine Einführung in Thermodynamik, Elektromagnetismus und Strömungsmechanik*, Wiesbaden.

- Osterhage, Wolfgang* (2015): Die Energiewende: Potenziale bei der Energiegewinnung – Eine allgemeinverständliche Einführung, Wiesbaden.
- Ostrom, Elinor* (1986): An agenda for the study of institutions, in: *Public Choice* 48, Nr. 1, S. 3–25.
- Ostrom, Elinor* (1990): *Governing the commons – The evolution of institutions for collective action*, Cambridge.
- Ott, Christine* (2011): *Der Informationsgehalt von Credit Ratings am deutschen Aktienmarkt*, Wiesbaden (zugl.: Göttingen, Univ. Diss., 2011).
- Pagel, Lienhard* (2013): *Information ist Energie – Definition eines physikalisch begründeten Informationsbegriffs*, Wiesbaden.
- Pahle, Michael/Schill, Wolf-Peter/Gambardella, Christian, et al.* (2016): Renewable Energy Support, Negative Prices, and Real-time Pricing, in: *Energy Journal* 37, Nr. 1, S. 147–169.
- Palmquist, Samuel/Bask, Mikael* (2016): Market dynamics of buyout acquisitions in the renewable energy and cleantech sectors – An event study approach, in: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 64, Nr. 1, S. 271–278.
- Pany, Prasanta K./Ghoshal, Sakti P.* (2015): Dynamic electricity price forecasting using local linear wavelet neural network, in: *Neural Computing and Applications* 26, Nr. 8, S. 2039–2047.
- Papaefthymiou, Georgios/Haeslen, Edwin/Sach, Thobias* (2018): Power system flexibility tracker – Indicators to track flexibility progress towards high-RES systems, in: *Renewable Energy* 127, Nr. 1, S. 1026–1035.
- Pape, Christian/Hagemann, Simon/Weber, Christoph* (2016): Are fundamentals enough? – Explaining price variations in the German day-ahead and intraday power market, in: *Energy Economics* 54, Nr. 1, S. 376–387.
- Paramati, Sudharshan R./Apergis, Nicholas/Ummalla, Mallesh* (2018): Dynamics of renewable energy consumption and economic activities across the agriculture, industry, and service sectors – Evidence in the perspective of sustainable development, in: *Environmental science and pollution research international* 25, Nr. 2, S. 1375–1387.
- Paraschiv, Florentina/Erni, David/Pietsch, Ralf* (2014): The impact of renewable energies on EEX day-ahead electricity prices, in: *Energy Policy* 73, Nr. 1, S. 196–210.
- Paraschiv, Florentina/Fleten, Stein-Erik/Schürle, Michael* (2015): A spot-forward model for electricity prices with regime shifts, in: *Energy Economics* 47, Nr. 1, S. 142–153.
- Paschen, Marius* (2016): Dynamic analysis of the German day-ahead electricity spot market, in: *Energy Economics* 59, Nr. 1, S. 118–128.

- Patell, James M.* (1976): Corporate Forecasts of Earnings Per Share and Stock Price Behavior: Empirical Test, in: *Journal of Accounting Research* 14, Nr. 2, S. 246–276.
- Paul, Stephan* (1994): *Bankenintermediation und Verbriefung – Neue Chancen und Risiken für Kreditinstitute durch Asset Backed Securities?*, Wiesbaden (zugl.: Bochum, Univ., Diss., 1994).
- Paul, Stephan/Horsch, Andreas* (2005): Evolutorische Ökonomik und Lehre von den Unternehmensfunktionen, in: *Andreas Horsch/Harald Meinhövel/Stephan Paul* (Hrsg.): *Institutionenökonomie und Betriebswirtschaftslehre*, München, S. 137–156.
- Paul, Stephan/Horsch, Andreas/Kaltofen, Daniel, et al.* (2017): *Unternehmerische Finanzierungspolitik – Eine wertorientierte Einführung*, Stuttgart.
- Pauser, Stephan H.* (2007): *M&A in der Bauindustrie – Werteffekte und Erfolgsdeterminanten*, Wiesbaden (zugl.: Oestrich-Winkel, Univ., Diss., 2007).
- Pearce, Douglas K.* (1987): Challenges to the Concept of Stock Market Efficiency, in: *Economic Review* 72, Nr. 8, S. 16–33.
- Pedell, Burkhard* (2006): *Regulatory Risk and the Cost of Capital – Determinants and Implications for Rate Regulation*, Berlin, Heidelberg.
- Pelikan, Bernhard* (2009a): Kleinwasserkraft in Europa, in: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 126, Nr. 12, S. 432–437.
- Pelikan, Bernhard* (2009b): Technologische und konzeptive Entwicklungen in der Kleinwasserkraft, in: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 126, Nr. 12, S. 427–431.
- Pelster, Matthias/Thamm, Sebastian* (2016): Markttransparenz im CO<sub>2</sub>-Emissionshandel und Risikomanagement von Stromerzeugern, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 40, Nr. 1, S. 15–31.
- Perridon, Louis/Steiner, Manfred/Rathgeber, Andreas W.* (2016): *Finanzwirtschaft der Unternehmung*, 17. Aufl., München.
- Peterson, Pamela P.* (1989): Event Studies: A Review of Issues and Methodology, in: *Quarterly Journal of Business and Economics* 28, Nr. 3, S. 36–66.
- Pflaumer, Peter/Hartung, Joachim/Heine, Barbara* (2017): *Statistik für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften – Deskriptive Statistik*, 4. Aufl., München.
- Piccoli, Pedro/Chaudhury, Mo/Souza, Alceu* (2017): How do stocks react to extreme market events? – Evidence from Brazil, in: *Research in International Business and Finance* 42, Nr. 1, S. 275–284.
- Picot, Arnold* (1982): Transaktionskostenansatz in der Organisationstheorie – Stand der Diskussion und Aussagewert, in: *Die Betriebswirtschaft* 42, Nr. 2, S. 267–284.
- Picot, Arnold* (1991a): Ein neuer Ansatz zur Gestaltung der Leistungstiefe, in: *Schmalenbachs Zeitschrift für betriebswirtschaftliche Forschung* 43, Nr. 4, S. 336–357.

- Picot, Arnold* (1991b): Ökonomische Theorien der Organisation – Ein Überblick über neuere Ansätze und deren betriebswirtschaftliches Anwendungspotential, in: *Dieter Ordelt/Heide/Bernd Rudolph/Elke Büsselmann* (Hrsg.): Betriebswirtschaftslehre und ökonomische Theorie, Stuttgart, S. 143–170.
- Picot, Arnold* (2009): Unternehmen zwischen Markt und Staat – Regulierung als Herausforderung, in: *Schmalenbachs Zeitschrift für betriebswirtschaftliche Forschung* 61, Nr. 1, S. 655–678.
- Picot, Arnold/Burr, Wolfgang* (1997): Zur Leistungsfähigkeit von Regulierungsinstrumenten und Regulierungsinstanzen, in: *Schmalenbachs Zeitschrift für betriebswirtschaftliche Forschung* 49, Nr. 3, S. 264–272.
- Picot, Arnold/Dietl, Helmut/Franck, Egon, et al.* (2015): Organisation – Theorie und Praxis aus ökonomischer Sicht, 7. Aufl., Stuttgart.
- Pietsch, Gotthard/Scherm, Ewald* (2014): Organisation – Theorie, Gestaltung, Wandel, München.
- Pilgram, Thomas* (2014): Formen des Handels an der EEX, in: *Hans-Peter Schwintowski* (Hrsg.): Handbuch Energiehandel, 3. Aufl., Berlin, S. 351–416.
- Pilgram, Thomas/Däuper, Olaf/Fischer, Claudia* (2015): Ein- und Verkauf, in: *Ines Zenke/Stefan Wollschläger/Jost Eder* (Hrsg.): Preise und Preisgestaltung in der Energiewirtschaft – Von der Kalkulation bis zur Umsetzung von Preisen für Strom, Gas, Fernwärme, Wasser und CO<sub>2</sub>, Berlin, S. 61–98.
- Pilipovic, Dragana* (2007): Energy Risk – Valuing and Managing Energy Derivatives, 2. Aufl., New York (NY).
- Pindyck, Robert S./Rubinfeld, Daniel L.* (2003): Mikroökonomie, 5. Aufl., München.
- Pohl, Hans* (1992, Hrsg.): Deutsche Börsengeschichte, Frankfurt am Main.
- Polster, Dirk* (2001): Wer braucht noch Kreditgenossenschaften?, in: *Aloys Prinz/Albert Steenge/Alexander Vogel* (Hrsg.): Neue Institutionenökonomik – Anwendung auf Religion, Banken und Fußball, Münster, S. 193–235.
- Pop, Adrian/Pop, Diana* (2009): Requiem for market discipline and the specter of TBTF in Japanese banking, in: *The Quarterly Review of Economics and Finance* 49, Nr. 4, S. 1429–1459.
- Porter, Gary/Roenfeldt, Rodney L./Sicherman, Neil W.* (1999): The Value of Open Market Repurchases of Closed - End Fund Shares, in: *Journal of Business* 72, Nr. 2, S. 257–276.
- Potamian, Brother/Walsh, James J.* (1909): Makers of electricity, New York (NY).
- Prinz, Aloys/Steenge, Albert/Vogel, Alexander* (2001, Hrsg.): Neue Institutionenökonomik, Münster.
- Pritzsche, Kai U./Reimers, Anke* (2016): Grenzüberschreitendes Engpassmanagement, in: *Jürgen F. Baur/Peter Salje/Matthias Schmidt-Preuß* (Hrsg.): Regulierung in der Energiewirtschaft – Ein Praxishandbuch, 2. Aufl., Köln, S. 267–307.

- Puka, Lidia/Szulecki, Kacper* (2014): The politics and economics of cross-border electricity infrastructure – A framework for analysis, in: *Energy Research & Social Science* 4, Nr. 1, S. 124–134.
- Purkus, Alexandra/Gawel, Erik/Deissenroth, Marc, et al.* (2015): Market integration of renewable energies through direct marketing – lessons learned from the German market premium scheme, in: *Energy, Sustainability and Society* 5, Nr. 1, S. 5–12.
- Purkus, Alexandra/Gawel, Erik/Szarka, Nora, et al.* (2018): Contributions of flexible power generation from biomass to a secure and cost-effective electricity supply – a review of potentials, incentives and obstacles in Germany, in: *Energy, Sustainability and Society* 8, Nr. 1, 1-21.
- PWC* (2015): *Regulierung in der deutschen Energiewirtschaft – Praxishandbuch zum Energiewirtschaftsgesetz*, 4. Aufl., Freiburg, München.
- Rafiei, Mehdi/Niknam, Taher/Khooban, Mohammad Hassan* (2016): A novel intelligent strategy for probabilistic electricity price forecasting – Wavelet neural network based modified dolphin optimization algorithm, in: *Journal of Intelligent & Fuzzy Systems* 31, Nr. 1, S. 301–312.
- Ramesohl, Stephan/Arnold, Karin* (2006): *Analyse und Bewertung der Nutzungsmöglichkeiten von Biomasse – Endbericht*, Wuppertal.
- Ramiah, Vikash/Martin, Belinda/Moosa, Imad* (2013): How does the stock market react to the announcement of green policies?, in: *Journal of Banking & Finance* 37, Nr. 5, S. 1747–1758.
- Ramiah, Vikash/Thomas, Stuart/Heaney, Richard, et al.* (2015): Seasonal Aspects of Australian Electricity Market, in: *Cheng F. Lee/John C. Lee* (Hrsg.): *Handbook of Financial Econometrics and Statistics – Volume 2*, New York (NY), S. 935–956.
- Ramsauer, Franz* (2010): Die Herausforderungen der Wasserkraft, in: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 127, Nr. 1-2, S. 1.
- Rao, Pinninti K.* (2003): *The Economics of Transaction Costs – Theory, Methods and Applications*, New York (NY).
- Rascon, Oscar Camacho/Resch, Matthias/Bühler, Jochen, et al.* (2016): Techno-economic comparison of a schedule-based and a forecast-based control strategy for residential photovoltaic storage systems in Germany, in: *Electrical Engineering* 98, Nr. 4, S. 375–383.
- Rechenberg, Peter* (2003): Zum Informationsbegriff der Informationstheorie, in: *Informatik-Spektrum* 26, Nr. 5, S. 317–326.
- Redl, Christian* (2011): *Price formation in electricity forward markets: An empirical analysis of expectations and risk aversion*, Wien (zugl.: Wien, Univ., Diss., 2011).
- Regnier, Eva* (2007): Oil and energy price volatility, in: *Energy Economics* 29, Nr. 3, S. 405–427.

- Reich, Gerhard/Reppich, Marcus* (2013): Regenerative Energietechnik – Überblick über ausgewählte Technologien zur nachhaltigen Energieversorgung, Wiesbaden.
- Reichhardt, Michael* (1995): Der Beitrag des Transaktionskostenansatzes zu einer Theorie der Transformation von Wirtschaftsordnungen – Eine theoretische Analyse mit empirischer Untersuchung gesamtwirtschaftlicher Transaktionskosten am Beispiel West- und Ostdeutschlands, Frankfurt am Main, Berlin (zugl.: Gießen, Univ., Diss., 1995).
- Reimers, Britta/Kaltschmitt, Martin* (2014): Kostenentwicklung der Offshore-Windstromerzeugung – Analyse mithilfe der Erfahrungskurventheorie, in: Zeitschrift für Energiewirtschaft 38, Nr. 4, S. 217–234.
- Renn, Ortwin/Marshall, Jonathan P.* (2016): Coal, nuclear and renewable energy policies in Germany: From the 1950s to the “Energiewende”, in: Energy Policy 99, Nr. 1, S. 224–232.
- Reusswig, Fritz/Heger, Ines/Eichenauer, Eva, et al.* (2016): Akzeptanzkriterien und Gerechtigkeitsvorstellungen in der Energiewende – Kernergebnisse und Handlungsempfehlungen eines interdisziplinären Forschungsprojekts, Berlin.
- Richter, Christoph/Lincot, Daniel/Gueymard, Christian A.* (2013, Hrsg.): Solar Energy, New York (NY).
- Richter, Jan/Viehmann, Johannes* (2014): The value of information in explicit cross-border capacity auction regimes in electricity markets, in: Energy Policy 70, Nr. 1, S. 74–84.
- Richter, Rudolf* (1991): Institutionsökonomische Aspekte der Theorie der Unternehmung, in: Dieter Ordeltcheide/Bernd Rudolph/Elke Büsselmann (Hrsg.): Betriebswirtschaftslehre und ökonomische Theorie, Stuttgart, S. 395–429.
- Richter, Rudolf* (1998): “Neue Institutionenökonomik”, in: Zeitschrift für Wirtschafts- und Sozialwissenschaften 256, Nr. 6, S. 323–355.
- Richter, Rudolf/Furubotn, Eirik G.* (2010): Neue Institutionenökonomik – Eine Einführung und kritische Würdigung, 4. Aufl., Tübingen.
- Riess, Rainer* (2006): Das Xetra System – Eine Erfolgsgeschichte im Wandel der Zeit, in: Going Public, Sonderbeilage "10 Jahre Deutsches Eigenkapitalforum" 10, Nr. 12, S. 12–13.
- Rinck, Maximilian/Richter, Jan* (2015): Die Energiewende handelbar machen – Versorgungssicherheit ohne Markteingriff, in: ew – Magazin für die Energiewirtschaft 114, Nr. 9, S. 34–35.
- Rindfleisch, Aric/Heide, Jan B.* (1997): Transaction Cost Analysis: Past, Present, and Future Applications, in: Journal of Marketing 61, Nr. 4, S. 30–54.
- Ringler, Philipp/Keles, Dogan/Fichtner, Wolf* (2017): How to benefit from a common European electricity market design, in: Energy Policy 101, Nr. 1, S. 629–643.

- Rintamäki, Tuomas/Siddiqui, Afzal S./Salo, Ahti* (2017): Does renewable energy generation decrease the volatility of electricity prices? – An analysis of Denmark and Germany, in: *Energy Economics* 62, Nr. 1, S. 270–282.
- Riordan, Michael H./Williamson, Oliver E.* (1985): Asset specificity and economic organization, in: *International Journal of Industrial Organization* 3, Nr. 4, S. 365–378.
- Ritzau, Michael/Schuffelen, Lukas* (2012): Der Markt für Strom (empirische Darstellung) in: *Ines Zenke/Ralf Schäder* (Hrsg.): *Energiehandel in Europa – Öl, Gas, Strom, Derivate, Zertifikate*, 3. Aufl., München, S. 78–99.
- Roberts, Harry V.* (1959): Stock Market "Patterns" and Financial Analysis: Methodological Suggestions, in: *Journal of Finance* 14, Nr. 1, S. 1–10.
- Rodriguez, Rolando A./Becker, Sarah/Greiner, Martin* (2015): Cost-optimal design of a simplified, highly renewable pan-European electricity system, in: *Energy* 83, Nr. 1, S. 658–668.
- Röhner, Jessica/Schütz, Astrid* (2012): Klassische Kommunikationstheorien und -modelle, in: *Jessica Röhner/Astrid Schütz* (Hrsg.): *Psychologie der Kommunikation*, Wiesbaden, S. 15–33.
- Röhner, Jessica/Schütz, Astrid* (2012, Hrsg.): *Psychologie der Kommunikation*, Wiesbaden.
- Rojas, Ignacio/Valenzuela, Olga/Rojas, Fernando, et al.* (2008): Soft-computing techniques and ARMA model for time series prediction, in: *Neurocomputing* 71, Nr. 4–6, S. 519–537.
- Roldan-Fernandez, Juan-Manuel/Burgos-Payan, Manuel/Riquelme-Santos, Jesus-Manuel, et al.* (2016): The Merit-Order Effect of Energy Efficiency, in: *Energy Procedia* 106, Nr. 1, S. 175–184.
- Rolli, Felix T.* (2011): *Marktstrukturanalyse der Stromwirtschaft – Der Regelleistungsmarkt und seine Bedeutung für die ordnungspolitische Gestaltung hinsichtlich Entflechtung, Wettbewerb und Regulierung*, Baden-Baden (zugl.: Würzburg, Univ., Diss., 2010).
- Roon, Serafin von/Huck, Malte* (2010): *Merit Order des Kraftwerkparcs*, München.
- Rose, Frank* (1999): *The Economics, Concept, and Design of Information Intermediaries – A Theoretic Approach*, Heidelberg.
- Ross, Stephen A.* (1976): The Arbitrage Theory of Capital Asset Pricing, in: *Journal of Economic Theory* 13, Nr. 3, S. 341–360.
- Rostankowski, Anke* (2010): Die Ausgleichsmechanismus-Verordnung und der Ausbau Erneuerbarer Energien, in: *Zeitschrift für Neues Energierecht* 14, Nr. 2, S. 125–131.

- Rothschild, Michael/Stiglitz, Joseph E.* (1976): Equilibrium in Competitive Insurance Markets – An Essay on the Economics of Imperfect Information, in: *Quarterly Journal of Economics* 90, Nr. 4, S. 629–649.
- Rozeff, Michael S./Zaman, Mir A.* (1988): Market Efficiency and Insider Trading: New Evidence, in: *Journal of Business* 61, Nr. 1, S. 25–44.
- Rubinstein, Ariel/Wolinsky, Asher* (1987): Middlemen, in: *Quarterly Journal of Economics* 102, Nr. 3, S. 581–594.
- Rudolph, Bernd* (2006): Unternehmensfinanzierung und Kapitalmarkt, Tübingen.
- Rudolph, Bernd/Schäfer, Klaus* (2010): Derivative Finanzmarktinstrumente – Eine anwendungsbezogene Einführung in Märkte, Strategien und Bewertung, 2. Aufl., Berlin, Heidelberg.
- Rutherford, Malcolm* (2001): Institutional Economics: Then and Now, in: *Journal of Economic Perspectives* 15, Nr. 3, S. 173–194.
- Ryngaert, Michael* (1988): The effect of poison pill securities on shareholder wealth, in: *Journal of Financial Economics* 20, Nr. 1, S. 377–417.
- Sachs, Lothar/Hedderich, Jürgen* (2009): Angewandte Statistik – Methodensammlung mit R, 13. Aufl., Dordrecht.
- Sakia, Reni M.* (1992): The Box-Cox Transformation Technique – A Review, in: *The Statistician* 41, Nr. 2, S. 169–178.
- Salinger, Michael* (1992): Standard Errors in Event Studies, in: *The Journal of Financial and Quantitative Analysis* 27, Nr. 1, S. 39–53.
- Salje, Peter* (2016): Erneuerbare-Energien-Gesetz sowie Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz, in: *Jürgen F. Baur/Peter Salje/Matthias Schmidt-Preuß* (Hrsg.): Regulierung in der Energiewirtschaft – Ein Praxishandbuch, 2. Aufl., Köln, S. 497–500.
- Sandhu, Harmanjot Singh/Fang, Liping/Guan, Ling* (2016): Forecasting day-ahead price spikes for the Ontario electricity market, in: *Electric Power Systems Research* 141, Nr. 1, S. 450–459.
- Sapusek, Annemarie* (1998): Informationseffizienz auf Kapitalmärkten – Konzepte und empirische Ergebnisse, Wiesbaden.
- Sarkar, Nityananda* (2000): Arch model with Box-Cox transformed dependent variable, in: *Statistics & Probability Letters* 50, Nr. 4, S. 365–374.
- Sawkins, John D.* (1996): Balancing multiple interests in regulation: An event study of the English and Welsh water industry, in: *Journal of Regulatory Economics* 9, Nr. 3, S. 249–268.
- Schabbach, Thomas/Wesselak, Viktor* (2012): Energie – Die Zukunft wird erneuerbar, Berlin, Heidelberg.
- Schäfer, Alexander* (2013): Financial Sector Reform After the Crisis: Has Anything Happened?, Mainz.

- Schamp, Heinz* (1984): Wind und Wetter – Wetter- und klimakundliche Anmerkungen zu dem Phänomen Wind, in: *Geowissenschaften in unserer Zeit* 2, Nr. 1, S. 23–28.
- Schanz, Kay-Michael* (2007): Börseneinführung – Recht und Praxis des Börsengangs, 3. Aufl., München.
- Scheffler, Jörg* (2014): Die gesetzliche Basis und Förderinstrumente der Energiewende, Wiesbaden.
- Schellong, Wolfgang* (2016): Analyse und Optimierung von Energieverbundsystemen, Berlin, Heidelberg.
- Schiffer, Hans-Wilhelm* (2011): Wettbewerb und Preise auf dem Strommarkt, in: *Wirtschaftsdienst* 91, Nr. 4, S. 284–286.
- Schiffer, Hans-Wilhelm* (2014): Energiemarkt Deutschland Jahrbuch 2015 – Daten und Fakten zu konventionellen und erneuerbaren Energien, Köln.
- Schiffer, Hans-Wilhelm* (2017): Germany’s Energy Supply – Market Structure, Regulatory Framework and Political Goals, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 41, Nr. 2, S. 75–85.
- Schill, Wolf-Peter* (2013): Systemintegration erneuerbarer Energien – Die Rolle von Speichern für die Energiewende, in: *Vierteljahrshefte zur Wirtschaftsforschung* 82, Nr. 1, S. 61–88.
- Schira, Josef* (2016): Statistische Methoden der VWL und BWL – Theorie und Praxis, 5. Aufl., Hallbergmoos.
- Schmalensee, Richard/Willig, Robert* (1989, Hrsg.): *Handbook of industrial organization*, Amsterdam.
- Schmelzer, Marcus* (2009): Die Volatilität von Finanzmarktdaten – Theoretische Grundlagen und empirische Analysen von stündlichen Renditezeitreihen und Risikomaßen, Köln (zugl.: Köln, Univ., Diss., 2009).
- Schmid, Angela* (2012): Rechtswirrwarr beim Repowering, in: *VDI nachrichten* Nr. 10, S. 16 vom 09.03.2012.
- Schmid, Friedrich/Trede, Mark* (2006): *Finanzmarktstatistik*, Berlin, Heidelberg.
- Schmidt, Reinhard H./Terberger, Eva* (2006): *Grundzüge der Investitions- und Finanzierungstheorie*, 4. Aufl., Wiesbaden.
- Schmidt-Preuß, Matthias* (2016): Das Stilllegungsverbot gem. § 13a EnWG, in: *Jürgen F. Baur/Peter Salje/Matthias Schmidt-Preuß* (Hrsg.): *Regulierung in der Energiewirtschaft – Ein Praxishandbuch*, 2. Aufl., Köln, S. 1628–1646.
- Schmoller, Gustav* (1900): *Grundriß der Allgemeinen Volkswirtschaftslehre*, Leipzig.
- Schneider, Dieter* (1993): Wider Insiderhandelsverbot und die Informationseffizienz des Kapitalmarkts, in: *Der Betrieb* 46, Nr. 29, S. 1429–1435.
- Schneider, Dieter* (1994): *Allgemeine Betriebswirtschaftslehre*, 3. Aufl., München.

- Schneider, Dieter* (1995a): Betriebswirtschaftslehre, Band 1: Grundlagen, 2. Aufl., München.
- Schneider, Dieter* (1995b): Informations- und Entscheidungstheorie, München.
- Schneider, Dieter* (2001): Betriebswirtschaftslehre, Band 4: Geschichte und Methoden der Wirtschaftswissenschaft, München.
- Schneider, Dieter* (2006): Verringern „Grundsätze ordnungsgemäßen Ratings“, Risikomodelle und Eigenkapitalunterlegungen die Insolvenzgefahr bei Kreditinstituten?, in: *Theodor Siegel/Andreas Klein/Dieter Schneider, et al.* (Hrsg.): Unternehmen, Versicherungen und Rechnungswesen – Festschrift zur Vollendung des 65. Lebensjahres von Dieter Rückle, Berlin, S. 67–82.
- Schneider, Dieter* (2011): Betriebswirtschaftslehre als Einzelwirtschaftstheorie der Institutionen, Wiesbaden.
- Schneider, Stefan* (2011): Power spot price models with negative prices, in: *Journal of Energy Markets* 4, Nr. 4, S. 77–102.
- Schnorr, Stephan* (2016): Portfolio-Management in Stadtwerken, Wiesbaden.
- Schnorrenberg, Burkhard* (2006): Zur Preisbildung von Forwardkontrakten im Strommarkt – Eine empirische Untersuchung des deutschen Strom-Terminmarktes, Wiesbaden (zugl.: Köln, Univ., Diss., 2005).
- Scholes, Myron/Williams, Joseph* (1977): Estimating betas from nonsynchronous data, in: *Journal of Financial Economics* 5, Nr. 3, S. 309–327.
- Scholz, Reinhard/Beckmann, Michael/Pieper, Christoph, et al.* (2014): Considerations on providing the energy needs using exclusively renewable sources – Energiewende in Germany, in: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 35, Nr. 1, S. 109–125.
- Schönbauer, Christian/Pauritsch, Günter* (2002): Bedeutung von Ökostrom und Regulierungsansätze, in: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 119, Nr. 6, S. 214–217.
- Schubert, Daniel Kurt Josef/Hinz, Fabian/Dierle, Matthias, et al.* (2018): Wann kommt die Kostenwende bei der EEG-Umlage?, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 42, Nr. 4, S. 117–134.
- Schuchardt, Lukas D./Hoffjan, Andreas/Finger, Hendrik* (2015): Strategisches Regulierungsmanagement in der anreizregulierten Netzwirtschaft, in: *Schmalenbachs Zeitschrift für betriebswirtschaftliche Forschung* 67, Nr. 1, S. 70–101.
- Schulz, Detlef* (2016, Hrsg.): Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern, Wiesbaden.
- Schulz, Werner* (2011): Die organische Photovoltaik holt auf, in: *VDI nachrichten* Nr. 48, S. 9 vom 02.12.2011.
- Schumacher, Ingrid/Würfel, Philip* (2015): Strategien zur Strombeschaffung in Unternehmen – Energieeinkauf optimieren, Kosten senken, Wiesbaden.

- Schwab, Adolf J.* (2015): *Elektroenergiesysteme – Erzeugung, Übertragung und Verteilung elektrischer Energie*, 4. Aufl., Berlin, Heidelberg.
- Schwabe, Petra* (1993): *Die deutsche Stromversorgungsstruktur und EWG-Vertrag – Zur Vereinbarkeit des deutschen Systems geschlossener Stromversorgungsgebiete mit dem EG-Vertrag*, Baden-Baden.
- Schwaiger, Manfred/Meyer, Anton* (2009, Hrsg.): *Theorien und Methoden der Betriebswirtschaft*, München.
- Schwartz, Eduardo S.* (1997): *The Stochastic Behavior of Commodity Prices – Implications for Valuation and Hedging*, in: *The Journal of Finance* 52, Nr. 3, S. 923–973.
- Schwarz, Gideon* (1978): *Estimating the Dimension of a Model*, in: *The Annals of Statistics* 6, Nr. 2, S. 461–464.
- Schwegler, Regina* (2008): *Moralisches Handeln von Unternehmen – Eine Weiterentwicklung des neuen St. Galler Management-Modells und der Ökonomischen Ethik*, Wiesbaden (zugl.: Aachen, Univ., Diss., 2007).
- Schwert, G. William* (1981a): *The Adjustment of Stock Prices to Information About Inflation*, in: *Journal of Finance* 36, Nr. 1, S. 15–29.
- Schwert, G. William* (1981b): *Using Financial Data to Measure Effects of Regulation*, in: *Journal of Law & Economics* 24, Nr. 1, S. 121–158.
- Schwintowski, Hans-Peter* (2014, Hrsg.): *Handbuch Energiehandel*, 3. Aufl., Berlin.
- Segna, Ulrich* (1999): *Die Rechtsform deutscher Wertpapierbörsen – Anmerkungen zur Reformdiskussion*, in: *Zeitschrift für Bankrecht und Bankwirtschaft* 11, Nr. 3, S. 144–152.
- Seifert, Jan* (2009): *Preismodellierung und Derivatebewertung im Strommarkt - Theorie und Empirie*, Karlsruhe (zugl.: Karlsruhe, Univ., Diss., 2009).
- Sensfuß, Frank* (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.
- Sensfuß, Frank/Ragwitz, Mario/Genoese, Massimo* (2008): *The merit-order effect: A detailed analysis of the price effect of renewable electricity generation on spot market prices in Germany*, in: *Energy Policy* 36, Nr. 8, S. 3086–3094.
- Sequeira, Tiago N./Santos, Marcelo S.* (2018): *Renewable energy and politics – A systematic review and new evidence*, in: *Journal of Cleaner Production* 192, Nr. 1, S. 553–568.
- Serra, Ana Paula* (2002): *Event Study Tests – A brief survey*, Working Paper da FEP No. 117, Porto.
- Sewalt, Michael/Jong, Cyriel de* (2003): *Negative Prices in Electricity Markets*, in: *Commodities Now* o. Jg., Nr. 2, S. 74–77.

- Seyhun, Nejat* (1986): Insiders' Profits, Costs of Trading, and Market Efficiency, in: *Journal of Financial Economics* 16, Nr. 2, S. 189–212.
- Shafer, Joseph E.* (1932): Institutional Economics of Professor Commons, in: *American Economic Review* 22, Nr. 2, S. 261–264.
- Shah, Vishal/Booream-Phelps, Jerimiah* (2015): *Crossing the Chasm*, Frankfurt am Main.
- Shahidehpour, Mohammad/Yamin, Hatim/Li, Zuyi* (2002): *Market operations in electric power systems – Forecasting, scheduling, and risk management*, New York (NY).
- Shannon, Claude E.* (1948): A Mathematical Theory of Communication, in: *Bell System Technical Journal* 27, Nr. 3, S. 379–423.
- Shannon, Claude E./Weaver, Warren* (1949): *The Mathematical Theory of Communication*, Chicago (IL).
- Sharpe, William F.* (1963): A Simplified Model for Portfolio Analysis, in: *Management Science* 9, Nr. 2, S. 277–293.
- Sharpe, William F.* (1964): Capital Asset Prices – A Theory of Market Equilibrium under Conditions of Risk, in: *Journal of Finance* 19, Nr. 3, S. 425–442.
- Shepherd, William G.* (1990): *The economics of industrial organization*, 3. Aufl., Englewood Cliffs (NJ).
- Sheskin, David J.* (2011): *Handbook of Parametric and Nonparametric Statistical Procedures*, 5. Aufl., Boca Raton (FL).
- Shimizu, Kenichi* (2010): *Bootstrapping Stationary ARMA-GARCH Models*, Wiesbaden (zugl.: Braunschweig, Univ., Diss., 2010).
- Shiryayev, Albert N./Esquivel, Manuel L./Grossinho, Maria R., et al.* (2006, Hrsg.): *Stochastic Finance*, Boston (MA).
- Shubik, Martin* (1954): Information, Risk, Ignorance and Indeterminacy, in: *Quarterly Journal of Economics* 68, Nr. 4, S. 629–640.
- Sibbertsen, Philipp/Lehne, Hartmut* (2012): *Statistik – Einführung für Wirtschafts- und Sozialwissenschaftler*, Berlin, Heidelberg.
- Sick, Nathalie* (2014): *Diffusion Erneuerbarer Energietechnologien – Eine empirische Analyse unter besonderer Berücksichtigung von Rohstoffpreisen*, Dordrecht (zugl.: Münster, Univ., Diss., 2013).
- Siegel, Theodor/Klein, Andreas/Schneider, Dieter, et al.* (2006, Hrsg.): *Unternehmungen, Versicherungen und Rechnungswesen*, Berlin.
- Signorini, Guilherme/Ross, Robert B./Peterson, Christopher H.* (2015): Governance strategies and transaction costs in a renovated electricity market, in: *Energy Economics* 52, Nr. 1, S. 151–159.

- Simon, Herbert A.* (1959): Theories of Decision-Making in Economics and Behavioral Science, in: *American Economic Review* 49, Nr. 3, S. 253–283.
- Simon, Herbert A.* (1991): Organizations and Markets, in: *Journal of Economic Perspectives* 5, Nr. 2, S. 25–44.
- Simon, Hermann/Faßnacht, Martin* (2016): *Preismanagement – Strategie – Analyse – Entscheidung – Umsetzung*, 4. Aufl., Wiesbaden.
- Sinclair, Timothy J.* (1994): Between state and market: Hegemony and institutions of collective action under conditions of international capital mobility, in: *Policy Sciences* 27, Nr. 4, S. 447–466.
- Singh, Antriksh/Frei, Thomas/Chokani, Ndaona, et al.* (2016): Impact of unplanned power flows in interconnected transmission systems – Case study of Central Eastern European region, in: *Energy Policy* 91, Nr. 1, S. 287–303.
- Sinowatz, Peter* (2016): Burgenland – rechnerisch „stromautark“ mit Windenergie, in: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 133, Nr. 4-5, S. 194–198.
- Skea, Jim* (2015): The Clean Energy Imperative, in: *Charles W. Donovan* (Hrsg.): *Renewable energy finance – Powering the future*, London, Singapore, S. 17–46.
- Skipper, Harold D., JR/Klein, Robert W.* (2000): Insurance Regulation in the Public Interest: The Path Towards Solvent, Competitive Markets, in: *Geneva papers on risk and insurance* 25, Nr. 4, S. 482–504.
- Sørensen, Bent* (2006): *Renewable Energy – Its physics, engineering, use, environmental impacts, economy and planning aspects*, 3. Aufl., Amsterdam.
- Sorokina, Nonna/Thornton, John H.* (2016): Reactions of equity markets to recent financial reforms, in: *Journal of Economics and Business* 87, Nr. 1, S. 50–69.
- Specht-Jonen, Katharina/Wuntke, Marcus* (2009): Börsennotierte Aktiengesellschaft, in: *Günter Henn/Jürgen Frodermann/Sebastian Becker* (Hrsg.): *Handbuch des Aktienrechts*, 8. Aufl., Heidelberg, S. 747–828.
- Spence, Michael* (1973): Job Market Signaling, in: *Quarterly Journal of Economics* 87, Nr. 3, S. 355–374.
- Spence, Michael* (1974): Competitive and optimal responses to signals – An analysis of efficiency and distribution, in: *Journal of Economic Theory* 7, Nr. 3, S. 296–332.
- Spence, Michael* (1976): Informational Aspects of Market Structure – An Introduction, in: *Quarterly Journal of Economics* 90, Nr. 4, S. 591–597.
- Spence, Michael* (2002): Signaling in Retrospect and the Informational Structure of Markets, in: *American Economic Review* 92, Nr. 3, S. 434–459.
- Spicker, Jörg* (2014): Formen des OTC-Handels, in: *Hans-Peter Schwintowski* (Hrsg.): *Handbuch Energiehandel*, 3. Aufl., Berlin, S. 3–156.

- Spiecker, Stephan/Weber, Christoph* (2014): The future of the European electricity system and the impact of fluctuating renewable energy – A scenario analysis, in: *Energy Policy* 65, Nr. 1, S. 185–197.
- Spremann, Klaus* (2007): *Finance*, 3. Aufl., München.
- Spulber, Daniel F.* (1996): Market Microstructure and Intermediation, in: *Journal of Economic Perspectives* 10, Nr. 3, S. 135–152.
- Spulber, Daniel F.* (1999): *Market microstructure – intermediaries and the theory of the firm*, Cambridge (MA).
- Spulber, Daniel F.* (2019): The economics of markets and platforms, in: *Journal of Economics & Management Strategy* 28, Nr. 1, S. 159–172.
- St. Pierre, Eileen F.* (1998): Estimating EGARCH-M Models: Science or Art?, in: *Quarterly Review of Economics and Finance* 38, Nr. 2, S. 167–180.
- Staroßom, Heiko* (2013): *Corporate Finance Teil 2 – Finanzierung in den Lebensphasen einer Unternehmung*, Wiesbaden.
- Steger, Ulrich/Büdenbender, Ulrich/Feess, Eberhard, et al.* (2008): *Die Regulierung elektrischer Netze – Offene Fragen und Lösungsansätze*, Berlin, Heidelberg.
- Stegner, Christoph/Bogenrieder, Josef/Auer, Sebastian, et al.* (2016): Wirtschaftlichkeitsbetrachtung von Haushaltsspeichern und realdatengestützte Untersuchung des elektrischen Eigenverbrauchs von PV-Strom, in: *Detlef Schulz* (Hrsg.): *Nachhaltige Energieversorgung und Integration von Speichern – Tagungsband zur NEIS 2015*, Wiesbaden, S. 34–41.
- Steiner, Manfred/Heinke, Volker G.* (2001): Event study concerning international bond price effects of credit rating actions, in: *International Journal of Finance and Economics* 6, Nr. 2, S. 139–157.
- Sterner, Michael/Stadler, Ingo* (2014): *Energiespeicher – Bedarf, Technologien, Integration*, Berlin.
- Stiftung Umweltenergierecht* (2016): *Synopse zur Novelle des Erneuerbare-Energien-Gesetz – Gegenüberstellung Regierungsentwurf zum EEG 2016 und EEG 2014*, Würzburg.
- Stigler, George J.* (1971): The theory of economic regulation, in: *Bell Journal of Economics and Management Science* 2, Nr. 1, S. 3–21.
- Stiglitz, Joseph E.* (1975): The Theory of "Screening," Education, and the Distribution of Income, in: *American Economic Review* 65, Nr. 3, S. 283–300.
- Stiglitz, Joseph E.* (1989): Imperfect information in the product market, in: *Richard Schmalensee/Robert Willig* (Hrsg.): *Handbook of industrial organization*, Amsterdam, S. 769–847.
- Stiglitz, Joseph E.* (2002): Information and the Change in the Paradigm in Economics, in: *American Economic Review* 92, Nr. 3, S. 460–501.

- Stiglitz, Joseph E./Weiss, Andrew* (1981): Credit Rationing in Markets with Imperfect Information, in: *American Economic Review* 71, Nr. 3, S. 393–410.
- Stokey, Edith/Zeckhauser, Richard* (1978): *A primer for policy analysis*, New York (NY).
- Streissler, Erich W.* (1998): Zur Problematik der Erklärung von Devisenkursen. Ein kritischer Überblick, in: *Ernst Baltensperger* (Hrsg.): *Spekulation, Preisbildung und Volatilität auf Finanz- und Devisenmärkten*, Berlin, S. 9–54.
- Streissler, Erich W.* (2000): Internationale Finanzmärkte aus einer von Hayek inspirierten Sicht, in: *ORDO: Jahrbuch für die Ordnung von Wirtschaft und Gesellschaft* 51, Nr. 1, S. 75–96.
- Ströbele, Wolfgang/Pfaffenberger, Wolfgang/Heuterkes, Michael* (2012): *Energiewirtschaft – Einführung in Theorie und Politik*, 3. Aufl., München.
- Strohbücker, Sandra* (2011): *Bepreisen von Preis- und Mengenrisiken der Strombeschaffung unter Berücksichtigung von Portfolioaspekten bei Großkunden im Strommarkt*, Wiesbaden (zugl.: Duisburg-Essen, Univ., Diss., 2011).
- Strunz, Sebastian/Gawel, Erik/Lehmann, Paul* (2016): The political economy of renewable energy policies in Germany and the EU, in: *Utilities Policy* 42, Nr. 1, S. 33–41.
- Strzalka, Rafal/Schneider, Dietrich/Eicker, Ursula* (2017): Current status of bioenergy technologies in Germany, in: *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 72, Nr. 1, S. 801–820.
- Süchting, Joachim* (1995): *Finanzmanagement – Theorie und Politik der Unternehmensfinanzierung*, 6. Aufl., Wiesbaden.
- Süchting, Joachim/Paul, Stephan* (1998): *Bankmanagement*, 4. Aufl., Stuttgart.
- Sühlsen, Kathrin/Hisschemöller, Matthijs* (2014): Lobbying the ‘Energiewende’. Assessing the effectiveness of strategies to promote the renewable energy business in Germany, in: *Energy Policy* 69, Nr. 1, S. 316–325.
- Swider, Derk J.* (2006): *Handel an Regelenergie- und Spotmärkten – Methoden zur Entscheidungsunterstützung für Netz- und Kraftwerksbetreiber*, Wiesbaden (zugl.: Stuttgart, Univ., Diss., 2006).
- Synwoldt, Christian* (2016): *Dezentrale Energieversorgung mit regenerativen Energien – Technik, Märkte, kommunale Perspektiven*, Wiesbaden.
- Takayasu, Hideki* (2004, Hrsg.): *The Application of Econophysics*, Tokyo.
- Tashman, Leonard J./Hoover, Jim* (2001): Diffusion of Forecasting Principles through Software, in: *Jon S. Armstrong* (Hrsg.): *Principles of forecasting – A handbook for researchers and practitioners*, Boston (MA), S. 651–677.
- Tashpulatov, Sherzod N.* (2013): Estimating the volatility of electricity prices – The case of the England and Wales wholesale electricity market, in: *Energy Policy* 60, Nr. 1, S. 81–90.

- Taylor, Nick* (2017): Realised variance forecasting under Box-Cox transformations, in: *International Journal of Forecasting* 33, Nr. 4, S. 770–785.
- Techert, Holger/Niehuys, Judith/Bardt, Hubertus* (2012): Ungleiche Belastung durch die Energiewende – Vor allem einkommensstarke Haushalte profitieren, in: *Wirtschaftsdienst* 92, Nr. 8, S. 507–511.
- Teweles, Richard J./Bradley, Edward S.* (1987): *The Stock Market*, 5. Aufl., New York (NY).
- Theil, Henri* (1971): *Principles of Econometrics*, New York (NY).
- Theobald, Christian/Nill-Theobald, Christiane* (2013): *Grundzüge des Energiewirtschaftsrechts – Die Liberalisierung der Strom- und Gaswirtschaft*, 3. Aufl., München.
- Thomas, Henning* (2014): Das EEG 2014 – Eine Darstellung nach Anspruchsgrundlagen, in: *Neue Zeitschrift für Verwaltungsrecht – Extra* 33, Nr. 17, S. 1–10.
- Thomas, Henning* (2017): *Rechtliche Rahmenbedingungen der Energiespeicher und der Sektorkopplung*, Wiesbaden.
- Thomas, Henning/Vollprecht, Jens* (2013): Frisches Wasser auf alten Mühlen – Die Modernisierung von Wasserkraftanlagen, in: *Natur und Recht* 35, Nr. 5, S. 305–311.
- Thomsen, Kurt E.* (2014): *Offshore Wind – A Comprehensive Guide to Successful Offshore Wind Farm Installation*, 2. Aufl., London.
- Thormann, Lisa/Pfeiffer, Diana/Bloche-Daub, Karina, et al.* (2016): Biomasse im Energiesystem, in: *Martin Kaltschmitt/Hans Hartmann/Hermann Hofbauer* (Hrsg.): *Energie aus Biomasse – Grundlagen, Techniken und Verfahren*, 3. Aufl., Berlin, Heidelberg, S. 9–64.
- Thrän, Daniela/Arendt, Oliver/Ponitka, Jens, et al.* (2015): *Meilensteine 2030 – Elemente und Meilensteine für die Entwicklung einer tragfähigen und nachhaltigen Bioenergiestrategie*, Leipzig.
- Tinaikar, Aashay/Padate, Ajinkya/Jain, Jainish* (2013): Ocean Thermal Energy Conversion, in: *International Journal of Energy and Power Engineering* 2, Nr. 4, S. 143–146.
- Todem, Christian/Stigler, Heinz* (2002): Portfolio- und Risikomanagement im liberalisierten Elektrizitätsmarkt, in: *e & i Elektrotechnik und Informationstechnik* 119, Nr. 5, S. 170–177.
- Tolkmitt, Volker* (2007): *Neue Bankbetriebslehre – Basiswissen zu Finanzprodukten und Finanzdienstleistungen*, 2. Aufl., Wiesbaden.
- Traber, Thure/Kempfert, Claudia* (2011): Gone with the wind? – Electricity market prices and incentives to invest in thermal power plants under increasing wind energy supply, in: *Energy Economics* 33, Nr. 2, S. 249–256.

- Traber, Thure/Kemfert, Claudia/Diekmann, Jochen* (2011): Strompreise: Künftig nur noch geringe Erhöhung durch erneuerbare Energien, in: DIW Wochenbericht o. Jg., Nr. 6, S. 2–9.
- Trainer, Ted* (2017): Some problems in storing renewable energy, in: *Energy Policy* 110, Nr. 1, S. 386–393.
- Trepper, Katrin/Bucksteeg, Michael/Weber, Christoph* (2015): Market splitting in Germany – New evidence from a three-stage numerical model of Europe, in: *Energy Policy* 87, Nr. 1, S. 199–215.
- Trieschmann, James S./Hoyt, Robert K./Sommer, David W.* (2005): Risk management and insurance, 12. Aufl., Mason (OH).
- Trincker, Dietrich* (1966): Aufnahme, Speicherung und Verarbeitung von Information durch den Menschen, Kiel.
- Trivedi, Smita R./Srinivasan, Bobby* (2016): Impact of Central Bank Intervention in the Foreign Exchange Market – Evidence from India Using an Event Study Approach, in: *Economic Papers* 35, Nr. 4, S. 389–402.
- Troccoli, Alberto/Dubus, Laurent/Haupt, Sue E.* (2014, Hrsg.): *Weather Matters for Energy*, New York (NY), et al.
- Trück, Stefan/Weron, Rafal/Wolff, Rodney C.* (2007): *Outlier Treatment and Robust Approaches for Modeling Electricity Spot Prices*, Warschau.
- Tsay, Ruey S.* (2005): *Analysis of Financial Time Series*, 2. Aufl., Hoboken (NJ).
- Tsay, Ruey S.* (2009): Autoregressive Conditional Duration Models, in: *Terence C. Mills/Kerry Patterson* (Hrsg.): *Palgrave Handbook of Econometrics – Volume 2: Applied Econometrics*, London, S. 1004–1024.
- Tulloch, Daniel J./Diaz-Rainey, Ivan/Premachandra, I. M.* (2017): The Impact of Liberalization and Environmental Policy on the Financial Returns of European Energy Utilities, in: *Energy Journal* 38, Nr. 2, S. 77–106.
- Turk, George/Swicegood, Philip* (2012): Assessing The Markets Reaction To The Dodd-Frank Act, in: *Journal of Business & Economics Research* 10, Nr. 10, S. 569–578.
- Tveten, Åsa G./Bolkesjø, Torjus F./Martinsen, Thomas, et al.* (2013): Solar feed-in tariffs and the merit order effect: A study of the German electricity market, in: *Energy Policy* 61, Nr. 1, S. 761–770.
- Ulreich, Stefan* (2010): Physische und finanzielle Absicherung von elektrischem Strom, in: *Roland Eller/Markus Heinrich/René Perrot, et al.* (Hrsg.): *Management von Rohstoffrisiken – Strategien, Märkte und Produkte*, Wiesbaden, S. 269–281.
- Umweltbundesamt* (2013): *Potenzial der Windenergie an Land – Studie zur Ermittlung des bundesweiten Flächen- und Leistungspotenzials der Windenergienutzung an Land*, Dessau-Roßlau.

- Umweltbundesamt* (2018): Umweltbewusstsein und Umweltverhalten in Deutschland 2016 – Vertiefungsstudie: Sozial-ökologischer Wandel – Anschlussfähigkeit und Engagement-Potenziale, Dessau-Roßlau.
- Unger, Elizabeth A./Ulfarsson, Gudmundur F./Gardarsson, Sigurdur M., et al.* (2018): The effect of wind energy production on cross-border electricity pricing – The case of western Denmark in the Nord Pool market, in: *Economic Analysis and Policy* 58, Nr. 1, S. 121–130.
- Unger, Jochem/Hurtado, Antonio* (2014): *Alternative Energietechnik*, 5. Aufl., Wiesbaden.
- Uniejewski, Bartosz/Weron, Rafal/Ziel, Florian* (2017): Variance stabilizing transformations for electricity spot price forecasting, HSC Research Report Nr. 1, Warschau.
- Veblen, Thorstein* (1899): *The theory of the leisure class – An economic study of institutions*, New York (NY).
- Venmans, Frank* (2015): Capital market response to emission allowance prices – A multivariate GARCH approach, in: *Environmental Economics and Policy Studies* 17, Nr. 4, S. 577–620.
- Viehmann, Johannes* (2011): Risk premiums in the German day-ahead Electricity Market, in: *Energy Policy* 39, Nr. 1, S. 386–394.
- Viehmann, Johannes* (2017): State of the German Short-Term Power Market, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 41, Nr. 2, S. 87–103.
- Viscusi, W. Kip/Vernon, John M./Harrington, Joseph E.* (2005): *Economics of Regulation and Antitrust*, 4. Aufl., Cambridge (MA).
- Voigt, Stefan* (2009): *Institutionenökonomik*, 2. Aufl., Paderborn.
- Vollmer, Robert* (2008): *Rechnungslegung auf informationseffizienten Kapitalmärkten*, Wiesbaden (zugl.: Bochum, Univ., Diss., 2008).
- Volta, Alessandro* (1769): *De Vi attractiva ignis electrici*, Turin.
- von der Fehr, Nils-Henrik M.* (2013): *Transparency in electricity markets*, Oslo.
- Vos, Kristof de* (2015): Negative Wholesale Electricity Prices in the German, French and Belgian Day-Ahead, Intra-Day and Real-Time Markets, in: *The Electricity Journal* 28, Nr. 4, S. 36–50.
- Wacker, Wilhelm H.* (1971): *Betriebswirtschaftliche Informationstheorie – Grundlagen des Informationssystems*, Wiesbaden.
- Wagemann, Hans-Günther/Eschrich, Heinz* (2010): *Photovoltaik – Solarstrahlung und Halbleitereigenschaften, Solarzellenkonzepte und Aufgaben*, 2. Aufl., Wiesbaden.
- Wagner, Andreas* (2015): *Photovoltaik Engineering – Handbuch für Planung, Entwicklung und Anwendung*, 4. Aufl., Berlin, Heidelberg.

- Wahrenburg, Mark* (2001): Die Börse: Eine Branche im Umbruch – Der Homo oeconomicus auf neuen Wegen, in: *Forschung Frankfurt* 19, Nr. 1, S. 56–63.
- Walter, Rolf* (1992): Geld- und Wechselbörsen vom Spätmittelalter bis zur Mitte des 17. Jahrhunderts, in: *Hans Pohl* (Hrsg.): *Deutsche Börsengeschichte*, Frankfurt am Main, S. 13–76.
- Walther, Patrick* (2016): Der Einfluss zeitlicher Faktoren auf den Strompreis, in: *BWK o. Jg.*, Nr. 11, S. 16–18.
- Wang, Minggang/Tian, Lixin* (2015): Regulating effect of the energy market – Theoretical and empirical analysis based on a novel energy prices-energy supply-economic growth dynamic system, in: *Applied Energy* 155, Nr. 1, S. 526–546.
- Wang, Yudong/Guo, Zhuangyue* (2018): The dynamic spillover between carbon and energy markets – New evidence, in: *Energy* 149, Nr. 1, S. 24–33.
- Watter, Holger* (2015): *Regenerative Energiesysteme – Grundlagen, Systemtechnik und Analysen ausgeführter Beispiele nachhaltiger Energiesysteme*, 4. Aufl., Wiesbaden.
- Wawer, Tim/Griese, Kai-Michael/Halstrup, Dominik, et al.* (2018): Stromspeicher im Quartier, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 42, Nr. 3, S. 225–234.
- Weber, Alexander/Graeber, Dietmar/Semmig, Andreas* (2010): Market Coupling and the CWE Project, in: *Zeitschrift für Energiewirtschaft* 34, Nr. 4, S. 303–309.
- Weber, Christoph* (2018): Für einen ökologisch und ökonomisch effizienten Kohleausstieg, in: *Energiewirtschaftliche Tagesfragen* 68, Nr. 9, S. 43–48.
- Weber, Christoph/Woll, Oliver* (2007): Merit-Order-Effekte von Erneuerbare Energien – Zu schön um wahr zu sein?, EWL Working Paper No. 01/07, Duisburg, Essen.
- Weigt, Hannes* (2009): Germany's wind energy: The potential for fossil capacity replacement and cost saving, in: *Applied Energy* 86, Nr. 10, S. 1857–1863.
- Weigt, Hannes/Hirschhausen, Christian von* (2008): Price formation and market power in the German wholesale electricity market in 2006, in: *Energy Policy* 36, Nr. 11, S. 4227–4234.
- Weimann, Joachim* (2019): Der Ausstieg aus der Kohle – Alternativlos oder verantwortungslos?, in: *Perspektiven der Wirtschaftspolitik* 20, Nr. 1, S. 14–22.
- Weinhardt, Christof/Gomber, Peter* (1999): Elektronisierung des außerbörslichen Wertpapierhandels: Konzeption und Engineering eines finanzwirtschaftlich und mikroökonomisch basierten Multi-Agenten-Ansatzes, in: *Wirtschaftsinformatik* 41, Nr. 6, S. 516–525.
- Wengner, Andreas/Burghof, Hans-Peter/Schneider, Johannes* (2015): The impact of credit rating announcements on corporate CDS markets – Are intra-industry effects observable?, in: *Journal of Economics and Business* 78, Nr. 2, S. 79–91.
- Weron, Rafał* (2006): *Modeling and forecasting electricity loads and prices – A statistical approach*, Chichester.

- Weron, Rafal* (2008): Market price of risk implied by Asian-style electricity options and futures, in: *Energy Economics* 30, Nr. 3, S. 1098–1115.
- Weron, Rafal* (2014): Electricity price forecasting: A review of the state-of-the-art with a look into the future, in: *International Journal of Forecasting* 30, Nr. 4, S. 1030–1081.
- Weron, Rafal/Misiorek, Adam* (2008): Forecasting spot electricity prices: A comparison of parametric and semiparametric time series models, in: *International Journal of Forecasting* 24, Nr. 4, S. 744–763.
- Weron, Rafal/Simonsen, Ingve/Wilman, Piotr* (2004): Modeling highly volatile and seasonal markets: evidence from the Nord Pool electricity market, in: *Hideki Takayasu* (Hrsg.): *The Application of Econophysics – Proceedings of the Second Nikkei Econophysics Symposium*, Tokyo, S. 182–191.
- Weron, Rafal/Zator, Michał* (2014): Revisiting the relationship between spot and futures prices in the Nord Pool electricity market, in: *Energy Economics* 44, Nr. 1, S. 178–190.
- Werth, Torsten* (2016): *Netzberechnung mit Erzeugungsprofilen – Grundlagen, Berechnung, Anwendung*, Wiesbaden.
- Wessel, Arne/Stock, Sebastian/Bremen, Lüder von* (2016): Wind, der „wilde Geselle“ im Kraftwerksverbund – Wie die Netzintegration der Offshore-Windparks gelingt, in: *Michael Durstewitz/Bernhard Lange* (Hrsg.): *Meer – Wind – Strom – Forschung am ersten deutschen Offshore-Windpark alpha ventus*, Wiesbaden, S. 177–193.
- Wesselak, Viktor/Schabbach, Thomas/Link, Thomas, et al.* (2013): *Regenerative Energietechnik*, 2. Aufl., Berlin, Heidelberg.
- Wesselak, Viktor/Voswinckel, Sebastian* (2012): *Photovoltaik – Wie Sonne zu Strom wird*, Berlin, Heidelberg.
- Weyhe, Reiner/Melber, Albrecht/Friedrich, Bernd, et al.* (2016): Rückgewinnung von seltenen strategischen Metallen aus EOL Dünnschicht-PV-Modulen, in: *Anke Dürkoop/Christian P. Brandstetter/Gudrun Gräbe, et al.* (Hrsg.): *Innovative Technologien für Ressourceneffizienz – Strategische Metalle und Mineralien*, Stuttgart, S. 43–56.
- Widmann, Bernhard* (2007): Biomasse für die Erzeugung von Wärme, Kraftstoffen und Strom, in: *Gerhard Fischbeck/Wolfgang Haber/Karl E. Rehfuss* (Hrsg.): *Energie aus Biomasse – Ökonomische und ökologische Bewertung*, München, S. 27–38.
- Wiegandt, Philipp* (2009): Die Transaktionskostentheorie, in: *Manfred Schwaiger/Anton Meyer* (Hrsg.): *Theorien und Methoden der Betriebswirtschaft – Handbuch für Wissenschaftler und Studierende*, München, S. 115–130.
- Wiese, Andreas* (2013): Biomass Combustion for Electricity Generation, in: *Martin Kaltschmitt/Nickolas J. Themelis/Lucien Y. Bronicki, et al.* (Hrsg.): *Renewable Energy Systems*, New York (NY), et al., S. 290–327.

- Wieser, Friedrich von* (1884): Über den Ursprung und die Hauptgesetze des wirtschaftlichen Werthes, Wien.
- Wietschel, Martin/Ullrich, Sandra/Markewitz, Peter, et al.* (2015, Hrsg.): Energietechnologien der Zukunft, Wiesbaden.
- Wilcoxon, Frank* (1945): Individual Comparisons by Ranking Methods, in: *Biometrics Bulletin* 1, Nr. 6, S. 80–83.
- Williamson, Oliver E.* (1975): *Markets and Hierarchies: Analysis and Antitrust Implications – A Study in the Economics of Internal Organization*, New York (NY).
- Williamson, Oliver E.* (1979): Transaction-Cost Economics: The Governance of Contractual Relations, in: *Journal of Law and Economics* 22, Nr. 2, S. 233–261.
- Williamson, Oliver E.* (1980): The organization of work – a comparative institutional assessment, in: *Journal of Economic Behavior & Organization* 1, Nr. 1, S. 5–38.
- Williamson, Oliver E.* (1981): The Economics of Organization: The Transaction Cost Approach, in: *American Journal of Sociology* 87, Nr. 3, S. 548–577.
- Williamson, Oliver E.* (1985): *The Economic Institutions of Capitalism – Firms, Markets, Relational Contracting*, New York (NY).
- Williamson, Oliver E.* (1987): Transaction cost economics – The comparative contracting perspective, in: *Journal of Economic Behavior & Organization* 8, Nr. 4, S. 617–625.
- Williamson, Oliver E.* (1988): The Logic of Economic Organization, in: *Journal of Law, Economics, and Organization* 4, Nr. 1, S. 65–93.
- Williamson, Oliver E.* (1993): *The Economic Analysis of Institutions and Organisations – in General and with Respect to Country Studies*, OECD Economics Department Working Papers No. 133, Paris.
- Williamson, Oliver E.* (2000): The New Institutional Economics: Taking Stock, Looking Ahead, in: *Journal of Economic Literature* 38, Nr. 9, S. 595–613.
- Williamson, Oliver E.* (2005): Transaction cost economics and business administration, in: *Scandinavian Journal of Management* 21, Nr. 1, S. 19–40.
- Williamson, Oliver E.* (2010): Transaction Cost Economics: The Natural Progression, in: *Journal of Retailing* 86, Nr. 3, S. 215–226.
- Windsperger, Josef* (1996): *Transaktionskostenansatz der Entstehung der Unternehmensorganisation*, Heidelberg.
- Wissen, Ralf/Nicolosi, Marco* (2007): Anmerkungen zur aktuellen Diskussion zum Merit-Order Effekt der erneuerbaren Energien, *EWI Working Paper* Nr. 07/3, Köln.
- Wittmann, Waldemar* (1959): *Unternehmung und unvollkommene Information*, Köln, Opladen.
- Wolke, Thomas* (2016): *Risikomanagement*, 3. Aufl., Berlin, Boston (MA).

- Woo, Chi K./Horowitz, Ira/Moore, Jack, et al.* (2011): The impact of wind generation on the electricity spot-market price level and variance: The Texas experience, in: *Energy Policy* 39, Nr. 7, S. 3939–3944.
- Woo, Chi K./Moore, Jack/Schneiderman, Brendan, et al.* (2016): Merit-order effects of renewable energy and price divergence in California's day-ahead and real-time electricity markets, in: *Energy Policy* 92, Nr. 1, S. 299–312.
- Wood, David* (2011): *Small Wind Turbines – Analysis, Design, and Application*, London.
- Wozabal, David/Graf, Christoph/Hirschmann, David* (2016): The effect of intermittent renewables on the electricity price variance, in: *OR Spectrum* 38, Nr. 3, S. 687–709.
- Wronski, Christopher R./Wyrsh, Nicolas* (2013): Silicon Solar Cells, Thin-film, in: *Christoph Richter/Daniel Lincot/Christian A. Gueymard* (Hrsg.): *Solar Energy*, New York (NY), S. 270–322.
- Wurster, Stefan/Hagemann, Christian* (2018): Two ways to success expansion of renewable energies in comparison between Germany's federal states, in: *Energy Policy* 119, Nr. 1, S. 610–619.
- Würzburg, Klaas/Labandeira, Xavier/Linares, Pedro* (2013): Renewable generation and electricity prices: Taking stock and new evidence for Germany and Austria, in: *Energy Economics* 40, Nr. 1, 159–171.
- Wüstenrot Stiftung (2014, Hrsg.): *Solarthermie, Ludwigsburg*.
- Wustlich, Guido/Müller, Dominik* (2011): Die Direktvermarktung von Strom aus erneuerbaren Energien im EEG 2012 – Eine systematische Einführung in die Marktprämie und die weiteren Neuregelungen zur Marktintegration, in: *Zeitschrift für Neues Energierecht* 15, Nr. 4, S. 380–396.
- Xu, Jiuping/Ni, Ting/Zheng, Bobo* (2015): Hydropower development trends from a technological paradigm perspective, in: *Energy Conversion and Management* 90, Nr. 1, S. 195–206.
- Yang, Zhang/Ce, Li/Lian, Li* (2017): Electricity price forecasting by a hybrid model, combining wavelet transform, ARMA and kernel-based extreme learning machine methods, in: *Applied Energy* 190, Nr. 1, S. 291–305.
- Yokum, J.Thomas/Wildt, Albert R.* (1987): Forecasting sales response for multiple time horizons and temporally aggregated data, in: *International Journal of Forecasting* 3, Nr. 3-4, S. 479–488.
- Yovits, Marshall C.* (1969): Information science – Toward the development of a true scientific discipline, in: *American Documentation* 20, Nr. 4, S. 369–376.
- Zachmann, Georg* (2008): Electricity wholesale market prices in Europe: Convergence?, in: *Energy Economics* 30, Nr. 4, S. 1659–1671.

- Zachmann, Georg* (2009): Empirical Evidence for Inefficiencies in European Electricity Markets – Market Power and Barriers to Cross-Border Trade?, Dresden (zugl.: Dresden, Univ., Diss., 2009).
- Zahoransky, Richard* (2015a): Energetische Verwertung von Biomasse, in: *Richard Zahoransky* (Hrsg.): *Energietechnik – Systeme zur Energieumwandlung*, 7. Aufl., Wiesbaden, S. 433–443.
- Zahoransky, Richard* (2015, Hrsg.): *Energietechnik*, 7. Aufl., Wiesbaden.
- Zahoransky, Richard* (2015b): Wasserkraftwerke, in: *Richard Zahoransky* (Hrsg.): *Energietechnik – Systeme zur Energieumwandlung*, 7. Aufl., Wiesbaden, S. 333–358.
- Zakoian, Jean-Michel* (1994): Threshold heteroskedastic models, in: *Journal of Economic Dynamics and Control* 18, Nr. 5, S. 931–955.
- Zantow, Roger/Dinauer, Josef/Schäffler, Christian* (2016): *Finanzwirtschaft des Unternehmens – Die Grundlagen des modernen Finanzmanagements*, 4. Aufl., Hallbergmoos.
- Zapf, Martin* (2017): *Stromspeicher und Power-to-Gas im deutschen Energiesystem – Rahmenbedingungen, Bedarf und Einsatzmöglichkeiten*, Wiesbaden.
- Zappa, William/Junginger, Martin/van den Broek, Machteld* (2019): Is a 100% renewable European power system feasible by 2050?, in: *Applied Energy* 233-234 Nr. 1, S. 1027–1050.
- Zeddies, Jürgen/Bahrs, Enno/Schönleber, Nicole, et al.* (2012): *Globale Analyse und Abschätzung des Biomasse-Flächennutzungspotentials*, Hohenheim.
- Zenke, Ines* (1998): *Genehmigungszwänge im liberalisierten Energiemarkt – Eine Studie über § 3 EnWG 1998 (§ 5 EnWG 1935) unter Berücksichtigung des Europäischen Rechts*, Baden-Baden (zugl.: Berlin, Univ., Diss., 1997).
- Zenke, Ines/Neveling, Stefanie/Lokau, Bernhard* (2005): *Konzentration in der Energiewirtschaft – Politische und rechtliche Fusionskontrolle*, München.
- Zenke, Ines/Schäder, Ralf* (2012): Einleitung: Der Großhandel von Energie und Energieträgern in Europa, in: *Ines Zenke/Ralf Schäder* (Hrsg.): *Energiehandel in Europa – Öl, Gas, Strom, Derivate, Zertifikate*, 3. Aufl., München, S. 1–10.
- Zenke, Ines/Schäder, Ralf* (2012, Hrsg.): *Energiehandel in Europa*, 3. Aufl., München.
- Zenke, Ines/Wollschläger, Stefan/Eder, Jost* (2015, Hrsg.): *Preise und Preisgestaltung in der Energiewirtschaft*, Berlin.
- Zentrum für Sonnenenergie- und Wasserstoff-Forschung Baden-Württemberg* (2014): *Vorbereitung und Begleitung der Erstellung des Erfahrungsberichts 2014 gemäß § 65 EEG*, Stuttgart.
- Zhao, J. H./Dong, Z. Y./Li, Xue* (2007): Electricity market price spike forecasting and decision making, in: *IET Generation, Transmission & Distribution* 1, Nr. 4, S. 647–654.

- Zhao, Xiaoli/Fan, Ye/Fang, Ming, et al.* (2018): Do environmental regulations undermine energy firm performance? – An empirical analysis from China’s stock market, in: *Energy Research & Social Science* 40, Nr. 1, S. 220–231.
- Zichy, Michael/Dürnberger, Christian/Formowitz, Beate, et al.* (2014): *Energie aus Biomasse – ein ethisches Diskussionsmodell*, 2. Aufl., Wiesbaden.
- Ziel, Florian/Steinert, Rick* (2016): Electricity price forecasting using sale and purchase curves: The X-Model, in: *Energy Economics* 59, Nr. 1, S. 435–454.
- Ziel, Florian/Steinert, Rick/Husmann, Sven* (2015): Efficient modeling and forecasting of electricity spot prices, in: *Energy Economics* 47, Nr. 1, S. 98–111.
- Ziel, Florian/Weron, Rafal* (2016): Day-ahead electricity price forecasting with high-dimensional structures: Univariate vs. multivariate models, *Warschau*.
- Ziel, Florian/Weron, Rafal* (2018): Day-ahead electricity price forecasting with high-dimensional structures – Univariate vs. multivariate modeling frameworks, in: *Energy Economics* 70, Nr. 1, S. 396–420.