SCHWINTOWSKI • SCHOLZ • SCHULER (Hrsg.)

# Handbuch Energiehandel

5., völlig neu bearbeitete und wesentlich erweiterte Auflage

ESV ERICH SCHMIDT VERLAG

ERICH
SCHMIDT
VERLAG

# Handbuch Energiehandel

Herausgegeben von

**Prof. Dr. Hans-Peter Schwintowski**
Humboldt Universität zu Berlin

**Frank Scholz**
Vattenfall

**Dr. Andreas Schuler**
Chief Risk Officer, Vice President, Vattenfall

Mit Beiträgen von

Britta Berlinghof, Commercial Project Manager;
Dr. Jörg Fried, Rechtsanwalt;
Dr. Philipp A. Härle, Rechtsanwalt, Fachanwalt Versicherungsrecht, Fachanwalt Bank- und Kapitalmarktrecht;
Prof. Dr. Kai Hufendiek, Universität Stuttgart, IER;
Dr. Christian Köhler, LL. M. (Cornell), M.Sc.;
Dr. Thomas Pilgram, Dipl.-Kfm., Dipl.-Volksw.;
Frank Scholz, Dipl.-Kfm., Dipl.-Volksw.;
Dr. Andreas Schuler, Dipl.-Ing.;
Prof. Dr. Hans-Peter Schwintowski, Humboldt Universität zu Berlin;
Henrik Specht, Dipl.-Volksw.

5., völlig neu bearbeitete und wesentlich erweiterte Auflage

ERICH SCHMIDT VERLAG

**Bibliografische Information der Deutschen Nationalbibliothek**
Die Deutsche Nationalbibliothek verzeichnet diese Publikation in der Deutschen Nationalbibliografie; detaillierte bibliografische Daten sind im Internet über http://dnb.d-nb.de abrufbar.

**Weitere Informationen zu diesem Titel finden Sie im Internet unter**
https://ESV.info/978-3-503-20020-7

**Zitiervorschlag:**
*Bearbeiter,* in: Schwintowski/Scholz/Schuler (Hrsg.), Handbuch Energiehandel, 5. Aufl. 2021

1. Auflage 2006
2. Auflage 2010
3. Auflage 2014
4. Auflage 2018
5. Auflage 2021

Das Werk erschien bis zur 3. Auflage unter der alleinigen Herausgeberschaft von Schwintowski.

ISBN 978-3-503-20020-7 (gedrucktes Werk)
ISBN 978-3-503-20021-4 (eBook)

Alle Rechte vorbehalten
© Erich Schmidt Verlag GmbH & Co. KG, Berlin 2021
www.ESV.info

Druck: Hubert & Co., Göttingen

## Vorwort zur 5. Auflage

Die 5. Auflage des Handbuchs Energiehandel steht ganz im Zeichen von Corona. Die Auswirkungen dieser weltweiten Pandemie, vor allem auf das Risikomanagement im Energiehandel, sind vielfältig und komplex. Ganz besonders plastisch hat das *Britta Berlinghof* in ihrem Bericht über einen Tag im Leben des Kreditrisikoanalysten Robert McKenna dargestellt. Hier werden am Beispiel Corona konkrete Hinweise und Vorgehensweisen benannt, wie man in Großkrisen (z. B. einem „schwarzen Schwan") aktionsfähig bleibt und den Risiken begegnen kann. Dies ist auch inspirierend für Handlungsmöglichkeiten in anderen Bereichen, wie zum Beispiel dem Vertrieb. Corona hinterlässt tiefe Spuren in vielen Branchen und beeinflusst damit sowohl den Energieverbrauch als auch die Liquidität und die Bonität der betroffenen Unternehmen. Es gibt positive und negative Auswirkungen auf den Handel mit Energie und damit völlig neue Herausforderungen für die Energiehändler.

Die Herausforderungen betreffen sowohl den ökonomischen als auch den rechtlichen Hintergrund des Energiehandels und damit alle Ebenen, die in diesem Handbuch aufgearbeitet und aktualisiert worden sind. Besonders erfreulich ist es, dass Herr Rechtsanwalt, *Dr. Christian Köhler,* das Werk mit einem Kapitel zu den aufsichtsrechtlichen Anforderungen an den Energiehandel aus Sicht der BaFin komplettiert.

Das Werk befindet sich auf dem Stand Juni 2021.

Berlin, im August 2021 Die Herausgeber

## Vorwort zur 1. Auflage

Mit dem Handbuch Energiehandel wird der Versuch unternommen, die Formen des Energiehandels in Deutschland – einschließlich der Bezüge zum Europäischen Gemeinschaftsrecht – für die Praxis zu erfassen. Das Werk besteht aus vier Teilen. Der erste Teil beschäftigt sich mit dem Handel over the counter (OTC-Handel). Es geht um die Formen des OTC-Handels, seine Rolle und Funktion, die Produkte, die Entwicklung des Handels, die Marktteilnehmer und die Systeme. Der OTC-Handel wird im europäischen Kontext (grenzüberschreitender Stromhandel) dargestellt. Sodann geht es um Handel und Regulierung, insbesondere um die Rahmenbedingungen für einen verlässlichen Handel.

Im Kapitel zur rechtlichen Bewältigung des OTC-Handels geht es um die rechtlichen Voraussetzungen und die Formen des Handels, ebenso wie um die vertraglichen Grundlagen in Deutschland und Europa. Die vertragsrechtlichen Aspekte typischer OTC-Verträge am Beispiel der E-FET-Rahmenverträge werden entwickelt. Daneben stehen die Besonderheiten des Handels mit $CO_2$-Emissionszertifikaten und des Handels mit Kohle sowie mit Energiederivaten. Handelssicherheiten und OTC-Verträge in der Insolvenz schließen dieses Kapitel ab.

Der zweite Teil des Buches betrifft den für die Praxis immer wichtiger werdenden Handel an der EEX. Auch hier wird zunächst aus der Perspektive der Praxis der Handel an der EEX selbst vorgestellt. Es geht um die Einordnung der Strombörsen, die Organisationsgrundlagen der EEX, die Märkte und Produkte an der EEX, das Clearing von Börsengeschäften und die Transparenz des Börsenhandels. In einem zweiten Schritt geht es um die rechtliche Bewältigung des Handels an der EEX. Differenziert wird zwischen dem Börseninnen- und dem Börsenaußengeschäft. Die Geschäftsabschlüsse am EEX Spotmarkt werden dargestellt, ebenso wie diejenigen am EEX Terminmarkt.

Der dritte Teil beschäftigt sich mit dem Risikomanagement. Erneut geht es zunächst um den Blick auf die Praxis des Risikomanagements im Energiehandel. Wieso ist ein Risikomanagement überhaupt notwendig? Die Aufbauorganisation und die Ablauforganisation des Risikomanagements wird entwickelt. Daneben steht der für die Praxis außerordentlich wichtige Bereich des Risikocontrollings einschließlich der praktischen Inhalte des Risikocontrollings. Die Darstellung schließt mit Steuerungsmodellen. Um ein anschauliches Beispiel für die Fragen zu geben, die ein typischer Energiehändler zu bewältigen hat, gibt es im Anhang einen aus der Praxis entwickelten Text, der einen Tag im Leben eines typischen Händlers darstellt.

Die rechtliche Bewältigung des Risikomanagements im Energiehandel schließt sich an. Es geht um die Grundlagen im Aktienrecht und um die Beziehungen zum Bilanz- und zum Prüfungsrecht. Geklärt werden die einzelnen Tatbestandsvoraussetzungen des § 91 II AktG, verbunden mit der Frage, ob die von der

BaFin aus der Perspektive des Kreditwesengesetzes vorgegebenen Mindestanforderungen aktienrechtlich verbindlich oder doch zumindest state of the art sind. Einbezogen werden die MaRisk ebenso wie die Auswirkungen auf die Prüfpflichten des Aufsichtsrates und der Wirtschaftsprüfer.

Der vierte Teil des Buches verzichtet auf die für die drei anderen Teile typische Zweiteilung in Praxis einerseits und rechtliche Bewältigung andererseits. In diesem vierten Teil geht es um die aufsichtsrechtlichen Rahmenbedingungen für den Energiehandel. Hier kann es nur um eine Darstellung aus der Perspektive des geltenden Aufsichtsrechts im Kreditwesengesetz gehen.

Entsprechend der Zielsetzung, ein Handbuch des Energiehandels für die Praxis vorzulegen, handelt es sich bei den Autoren/innen um ausgewiesene Praktiker mit großer Erfahrung und Kompetenz in den von ihnen jeweils betreuten Kapiteln. Für den Inhalt der einzelnen Kapitel sind die Autoren/innen selbst verantwortlich. Die Verantwortung für die Gesamtredaktion lag beim Herausgeber. Für die hervorragende Betreuung der Autoren/innen in der Veröffentlichungsphase gebührt Frau Wiss. Ass. Janine Bosien (Mitarbeiterin am EWeRK in der Humboldt-Universität zu Berlin) großer Dank.

Berlin, im Januar 2006 Prof. Dr. Hans-Peter Schwintowski

## Inhaltsübersicht

**Vorwort zur 5. Auflage** ..... V

**Vorwort zur 1. Auflage** ..... VII

**Erster Teil: Der OTC-Handel (Over-The-Counter-Handel)** ..... 1

**Zweiter Teil: Der Handel an der EEX** ..... 299

**Dritter Teil: Risikomanagement** ..... 443

**Vierter Teil: Aufsichtsrechtliche Rahmenbedingungen** ..... 601

**Anhang: Beispiele zum Risikomanagement** ..... 659

**Autorenverzeichnis** ..... 703

**Glossar** ..... 711

**Stichwortverzeichnis** ..... 755

# Inhaltsverzeichnis

**Vorwort zur 5. Auflage** ..... V

**Vorwort zur 1. Auflage** ..... VII

**Inhaltsübersicht** ..... IX

**Erster Teil: Der OTC-Handel (Over-The-Counter-Handel)** ..... 1
A. Grundlagen des Energiehandels *(Kai Hufendiek)* ..... 3
Inhaltsübersicht ..... 3
Literatur ..... 3
I. Grundlagen von Commodity-Märkten ..... 6
II. Energiemärkte ..... 49
III. Organisation eines Energiehandelshauses ..... 88
B. Rechtliche Bewältigung des OTC-Handels *(Jörg Fried)* ..... 93
Inhaltsübersicht ..... 93
Literatur ..... 95
I. Grundlagen ..... 103
II. Vertragsrechtliche Aspekte typischer OTC-Verträge am Beispiel der EFET-Rahmenverträge ..... 127
III. Besonderheiten des Handels mit $CO_2$-Emissionszertifikaten ..... 204
IV. Besonderheiten des Handels mit Kohle ..... 219
V. Handel mit Energiederivaten ..... 226
VI. Handelssicherheiten ..... 238
VII. OTC-Verträge in der Insolvenz ..... 256
VIII. Fazit und Ausblick ..... 297

**Zweiter Teil: Der Handel an der EEX** ..... 299
A. Formen des Handels an der EEX *(Thomas Pilgram)* ..... 301
Inhaltsübersicht ..... 301
Literatur ..... 302
I. Einordnung der Strombörsen ..... 305
II. Organisationsgrundlagen der EEX ..... 312
III. Produkte und Märkte ..... 330
IV. Das Clearing von Börsengeschäften ..... 353
V. Bedeutung von Erneuerbaren Energien und Händlern an den Märkten ..... 367
VI. Diskussion wichtiger Funktionen des Clearings ..... 369
VII. Fazit ..... 383
B. Rechtliche Bewältigung des Handels an der EEX *(Philipp A. Härle)* ..... 385
Inhaltsübersicht ..... 385
Literatur ..... 386
I. Rechtsgrundlagen ..... 387
II. Beteiligte am EEX Spot- und Terminmarkt ..... 389

III. Kontraktspezifikation ... 397
IV. Handel ... 402
V. Störungen des Schuldverhältnisses ... 410

**Dritter Teil: Risikomanagement** ... 443
A. Formen des Risikomanagements im Energiehandel *(Frank Scholz, Andreas Schuler)* ... 445
Inhaltsübersicht ... 445
Literatur ... 446
I. Einleitung ... 449
II. Notwendigkeit Risikomanagement ... 456
III. Aufbauorganisation Risikomanagement ... 465
IV. Ablauforganisation Risikomanagement ... 474
V. Risikocontrolling ... 485
VI. Praktische Inhalte des Risikocontrollings ... 500
VII. Steuerungsmodelle ... 540
VIII. Zusammenfassung ... 547
B. Rechtliche Bewältigung des Risikomanagements im Energiehandel *(Hans-Peter Schwintowski)* ... 549
Inhaltsübersicht ... 549
Literatur ... 549
I. Der gesetzliche Auftrag – § 91 II AktG ... 554
II. Derivate – EMIR ... 558
III. Risiken durch Unterlassen ... 563
IV. Compliance durch REMIT ... 564
V. Unternehmensgegenstand vs. Risikomanagementsystem? ... 565
VI. Das Risikoüberwachungssystem nach § 91 II AktG ... 567
VII. Überwachungspflichten des Aufsichtsrates ... 593
VIII. Prüfung durch den Wirtschaftsprüfer ... 594
IX. Rechtsfolgen bei Verstößen gegen § 91 AktG ... 598

**Vierter Teil: Aufsichtsrechtliche Rahmenbedingungen *(Christian Köhler)*** ... 601
Inhaltsübersicht ... 603
Literatur ... 604
I. Überblick ... 605
1. Spotgeschäfte ... 605
2. Termingeschäfte ... 606
II. Erlaubnispflicht nach dem Kreditwesengesetz ... 607
1. Adressatenkreis ... 607
2. Erlaubnispflichtige Geschäfte ... 612
3. Erlaubnispflichtige Geschäfte ... 614
III. Integrität der Energiemärkte ... 634
1. Marktmissbrauchsverordnung (MAR) ... 634
2. Verordnung über die Integrität und Transparenz auf Energiegroßhandelsmärkten (REMIT) ... 642

IV. EMIR ... 647
1. Anwendungsbereich ... 648
2. Zentrales Clearing ... 648
3. Risikomanagement ... 650
4. Meldung an Transaktionsregister ... 654
V. Plattformzwang für OTC-Derivate ... 654
1. Erfasster Personenkreis ... 655
2. Erfasste Geschäfte ... 655
VI. Positionslimite und -meldungen bei Warenderivaten ... 655
1. Positionslimite ... 655
2. Positionsmeldungen ... 657

**Anhang: Beispiele zum Risikomanagement** ... 659
Ein Tag im Leben des Händlers Arthur Zahn *(Henrik Specht)* ... 661
Ein Tag im Leben des Kreditrisikoanalysten Robert McKenna *(Britta Berlinghof)* ... 679

**Autorenverzeichnis** ... 703

**Glossar** ... 711

**Stichwortverzeichnis** ... 755

# Erster Teil:
# Der OTC-Handel (Over-The-Counter-Handel)

# A. Grundlagen des Energiehandels

## Inhaltsübersicht


**I. Grundlagen von Commodity-Märkten** ... 1
1. Einführung Handel ... 1
a) Historischer Rückblick ... 1
b) Handel aus volkswirtschaftlicher Sicht ... 3
2. Funktion von Märkten ... 6
a) Aufgabe von Märkten ... 6
b) Vollkommener Markt ... 11
3. Eigenschaften von Commodity-Märkten ... 13
a) Commodities ... 13
b) Preisbildung ... 14
c) Märkte ... 34
d) Produkte ... 54
4. Energiemärkte als spezielle Commodity-Märkte ... 74
a) Historische Entwicklung ... 76
b) Leitungsgebundene Energiewirtschaft ... 79
c) Nutzen von wettbewerblichen Energiemärkten ... 93
5. OTC-Handel in Energiemärkten ... 99
**II. Energiemärkte** ... 103
1. Überblick ... 103
2. Strom ... 106
a) Einleitung ... 106
b) Netzzugang ... 112
c) Produkte ... 122
d) Preisbildung ... 134
e) Energiewende und Energiehandel ... 144
3. Gas ... 148
a) Einleitung ... 148
b) Netzzugang in Deutschland ... 156
c) Handelspunkte ... 164
d) Preisbildung ... 172
**III. Organisation eines Energiehandelshauses** ... 175
1. Front Office ... 177
2. Middle Office ... 178
3. Back Office ... 179


## Literatur


*50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH*, Prozessbeschreibung Fahrplananmeldung in Deutschland, Version 4.1, 12. 04. 2019, abgerufen unter *https://www.amprion.net/Dokumente/Strommarkt/Bilanzkreise/Fahrplanmanagement/ESS/AG-FPM_Prozessbeschreibung_Fahrplananmeldung_v4.1.pdf* (27. 8. 2020)

*Agency for the Cooperation of Energy Regulators (ACER)*, European Gas Market Model – Review and Update, January 2015, abgerufen unter *https://www.acer.europa.eu/Events/Presentation-of-ACER-Gas-Target-Model-/Documents/European%20Gas%20Target%20Model%20Review%20and%20Update.pdf* (27. 08. 2020)

*Bofinger P.*, Grundzüge der Volkswirtschaftslehre, 4. Aufl., Pearson, Hallbergmoos, 2015

*Boiteux M.*, Peak Load Pricing, The Journal of Business, Vol. 33, No. 2, 1960. pp. 157–179

*Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. (BDEW)*, BDEW-Strompreisanalyse 2020, Haushalte und Industrie, Berlin, 7. 1. 2020 abgerufen unter https://www.bdew.de/media/documents/20200107_BDEW-Strompreisanalyse_Januar_2020.pdf (27. 10. 2020)

*Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi)*, Dossier Erneuerbare Energien abgerufen unter https://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Dossier/erneuerbare-energien.html (28. 08. 2020)

*Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA)*, Gasnetzzugang, abgerufen unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/Netzzugang_Messwesen/NetzzugangGas_KOV/gas-node.html (28. 08. 2020)

*Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA)*, Marktgebiete und Kooperationsvereinbarung Gas (KoV) abgerufen unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/MarktgebieteGas_KOV/marktgebietegas.html (17. 3. 2017 – am 28. 08. 2020 nicht mehr verfügbar)

*Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA)*, Beschlusskammer 7, Az BK7-11-002, Beschluss in den Verwaltungsverfahren wegen Festlegung zur Einführung eines Konvertierungssystems in qualitätsübergreifenden Gasmarktgebieten, abgerufen unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK7-GZ/2011/BK7-11-002/BK7-11-002_Konni_Gas_Mitteilung_Nr.1_Download.pdf?__blob=publicationFile&v=1 (28. 04. 2020)

*Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation und Eisenbahnen (BNetzA)*: WindSeeG – 2. Ausschreibung für bestehende Projekte nach § 26 WindSeeG: Ergebnisse der 2. Ausschreibung vom 01. 04. 2018, BK6-18-001, abgerufen unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Service-Funktionen/Beschlusskammern/1_GZ/BK6-GZ/2018/BK6-18-001/Ergebnisse_zweite_ausschreibung.pdf;jsessionid=B3668023BD388C7221E2EC5A4AECB2CE?__blob=publicationFile&v=3 (27. 08. 2020)

*Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA)*, Kopplung der europäischen Stromgroßhandelsmärkte (Market Coupling)/Berechnung gebotszonenübergreifender Übertragungskapazitäten, abgerufen unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/EuropMarktkopplung/MarketCoupling.html (27. 08. 2020)

*ENTSO-E*, Capacity Allocation and Congestion Management (CACM) abgerufen unter https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm (27. 08. 2020)

*ENTSO-E*, Forward Capacity Allocation (FCA) abgerufen unter https://www.entsoe.eu/network_codes/fca/(27. 08. 2020)

*ENTSO-G*, Capacity Allocation Mechanisms NC, abgerufen unter https://www.entsog.eu/capacity-allocation-mechanisms-nc# (28. 08. 2020)

*EPEX Spot*, Diskussionspapier zum BMWi-Impulspapier „Strom 2030", Paris, 31. 10. 2016, abgerufen unter http://www.bmwi.de/Redaktion/DE/Downloads/Stellungnahmen/Stellungnahmen-Strom-2030/epexspot.pdf?__blob=publicationFile&v=4 (14. 3. 2017)

*Erdmann G.*, *Zweifel P.*, Energieökonomik, Theorie und Anwendungen, Springer, Heidelberg, 2010

*Europäisches Parlament*, Kurzdarstellungen zur Europäischen Union: Energiebinnenmarkt, abgerufen unter https://www.europarl.europa.eu/ftu/pdf/de/FTU_2.1.9.pdf (27. 08. 2020)

*Hahn B.*, Welthandel: Geschichte – Konzepte – Perspektiven, Spektrum, Darmstadt, 2009

*Hufendiek K.*, Vorlesungsunterlagen Energiemärkte & Energiehandel, IER, Universität Stuttgart, 2016

*IGCC International Grid Control Cooperation,* Informationen zum Netzregelverbund und der internationalen Weiterentwicklung, Stand 1. 4. 2020, abgerufen unter *https://www.regelleistung.net/ext/download/marktinformationenApg* (28. 08. 2020)

*International Energy Agency (IEA)*, "World energy balances", IEA World Energy Statistics and Balances (database). DOI: *http://dx.doi.org/10.1787/data-00512-en* (28. 08. 2020)

*Jevons W.S.*, The Theory of Political Economy, Mcmillan, London, 1871

*Joskow P.*, Competitive Electricity Markets and Investment in New Generation Capacity, MIT-Schrift, CEEPR, Cambridge (MA), 2006, abgerufen unter *https://dspace.mit.edu/bitstream/handle/1721.1/45055/2006-009.pdf?sequence=1* (27. 08. 2020)

*Monopolkommission*, Sondergutachten 59, Energie 2011: Wettbewerbsentwicklung mit Licht und Schatten, 2011 abrufbar unter *http://www.monopolkommission.de/images/PDF/SG/s59_volltext.pdf* (28. 08. 2020)

*Müller C.*, Grenzkosten und Nachhaltigkeit des Kraftwerkbetriebs, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 57. Jg., Heft 5, 2007, S. 26 ff.

*Nowega GmbH*, Deutschland ein Marktgebiet, abgerufen unter *http://www.marktgebietszusammenlegung.de/* (28. 08. 2020)

*Pindyck R.S.*, *Rubinfeld D.L.*, Mikroökonomie, Pearson, Hallbergmoos, 2015

*Putnoki*, *H.*, *Hilgers*, *B.*, Große Ökonomen und ihre Theorien, Wiley-VCH, Weinheim, 2007

*regelleistung.net*, Allgemeines zur Regelleistung – Technische Aspekte, abgerufen unter *https://www.regelleistung.net/ext/static/technical* (28. 08. 2020)

*regelleistung.net,* Netzregelverbund, abgerufen unter *https://www.regelleistung.net/ext/static/gcc* (28. 08. 2020)

*Schumann J.*, *Meyer U.*, *Ströbele W.*, Grundzüge der mikroökonomischen Theorie, 7. Aufl., Springer, Berlin, 2007

*Springer Gabler Verlag(Hrsg.)*, Gabler Wirtschaftslexikon, Stichwort: Unbundling, abgerufen unter *http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/147113/unbundling-v4.html* (28. 08. 2020)

*Smith A.*, An Inquiry into the Nature and Causes of the Wealth of Nations, 1776, deutsche Übersetzung von *Recktenwald H.C.*, Der Wohlstand der Nationen, C.H. Beck, München, 2001, zitiert nach *Putnoki, H., Hilgers, B.*, Große Ökonomen und ihre Theorien, Wiley-VCH, Weinheim, 2007

*Spufford*, *P.*, Handel, Macht und Reichtum: Kaufleute im Mittelalter, Wiss. Buchgesellschaft, Darmstadt, 2004

*Stoft S.*, Power System Economics: Designing Markets for Electricity, IEEE Press, New York, 2002

*Ströbele W.*, *Pfaffenberger W.*, *Heuterkes M.*, Energiewirtschaft, Einführung in Theorie und Politik, 3. Aufl., Oldenbourg, München, 2012

*Vereinigung der Fernleitungsnetzbetreiber Gas e. V. (FNB Gas)*, Marktgebiete, abgerufen unter *http://www.fnb-gas.de/de/fernleitungsnetze/marktgebiete/marktgebiete.html* (18. 3. 2017)

*Woll A.*, Volkswirtschaftslehre, Vahlen, 16. Aufl., München, 2011

# I. Grundlagen von Commodity-Märkten

## 1. Einführung Handel

### *a) Historischer Rückblick*

1 „Weltweite Handelsverflechtungen sind kein Phänomen der Neuzeit“[1]: Erste Hinweise auf Handelsaktivitäten gibt es wohl schon aus prähistorischer Zeit, in der es zwischen Europa, Asien und Afrika einen begrenzten Handel von Luxusgütern, hergestellt aus Bernstein, Korallen oder Muscheln, gegeben hat. Dabei wird deutlich, dass dies Güter sind, die aufgrund der natürlichen Vorkommen nur durch Tausch aus einer anderen Region erworben werden konnten.

Ab dem 12. Jahrhundert stieg der Handel in Europa mit der Entwicklung des mittelalterlichen Städtesystems auf. Städte hatten als wichtiges Merkmal einen Markt, wo Waren angeboten wurden.[2] Handel war also auch historisch immer mit Märkten verbunden, auf denen der Austausch von Waren stattfindet.

2 Mit dem Wachstum der Bedeutung des Gelds als zentralem Tauschgut im 13. Jahrhundert bildete sich, ausgehend von den Kaufleuten in Norditalien, eine neue Qualität des Handels aus. Es entstand eine Spezialisierung in einer Arbeitsteilung: Kaufleute reisten nicht mehr mit ihren Waren, sie nahmen einen festen Sitz ein und spezialisierten sich auf Finanzierung und Organisation des Ex- und Imports. Den Transport übernahmen Fuhrleute, den Seetransport Schiffseigner.[3] Die Grundlage für den modernen Handel war gelegt. Gleichzeitig war die Grundlage für das moderne Bankwesen, einschließlich des bargeldlosen Zahlungsverkehrs, entwickelt worden.[4]

Mit der weiteren Ausdehnung der Seefahrt und der nachfolgenden Kolonialisierung entwickelte sich der weltweite Warenhandel weiter, mit der Industrialisierung stieg das weltweite Handelsvolumen, begleitet durch theoretisch fundierte Überlegungen (Volkswirtschaftslehre) zu einer Liberalisierung des Welthandels, bis in die Neuzeit exponentiell an.[5]

### *b) Handel aus volkswirtschaftlicher Sicht*

3 **Handel** ist im Grunde also **so alt wie die Menschheit**. Waren, die nicht selbst hergestellt werden können, müssen von anderen auf irgendeine Weise erworben werden.

1 *Hahn B.*, Welthandel, Spektrum, Darmstadt, 2009. S. 9.
2 *Hahn B.*, Welthandel, Spektrum, Darmstadt, 2009. S. 11.
3 *Spufford, P.*, Handel, Macht und Reichtum: Kaufleute im Mittelalter, Wiss. Buchgesellschaft, Darmstadt, 2004. S. 14.
4 *Hahn B.*, Welthandel, Spektrum, Darmstadt, 2009. S. 12.
5 *Hahn B.*, Welthandel, Spektrum, Darmstadt, 2009. S. 33 ff.

Adam Smith[6] erkannte den **grundsätzlichen Zusammenhang** zwischen **Arbeitsteilung und Handel** sowie die hieraus erwachsenden Vorteile für Volkswirtschaften. Die Arbeitsteilung ermöglicht eine Spezialisierung der Produktion. Entsprechend spezialisierte Produzenten können dieselben Produkte besser und effizienter herstellen, so dass eine höhere Produktivität erreicht wird. Teilweise können Produkte durch einzelne Produzenten auch gar nicht hergestellt werden, was z. B. schon in prähistorischer Zeit zu einem begrenzten Welthandel führte (vgl. Teil 1 A I 1 a)), weil bestimmte natürliche Produkte nur in einzelnen Regionen vorkommen. Durch Tausch können die spezialisierten Produzenten dann ihren jeweiligen Bedarf an allen Produkten decken. Da die **Produkte durch die Arbeitsteilung effizienter hergestellt** werden können, steigt auf diese Weise für alle Beteiligten der Nutzen. **Warentausch** ist eine **Grundform von Handel**.

Durch die Einführung von **Geld als generellem Tauschgut**, wird der unmittelbare Tausch zweier Waren miteinander wesentlich vereinfacht.[7] Tausch bzw. Handel wird so zu einem alltäglichen Vorgang und ist ein wesentliches Element unserer Volkswirtschaften. Geld als generelles Tauschgut ermöglicht auch sehr einfach einen Vergleich von Werten, da Geldeinheiten einen einheitlichen Bewertungsmaßstab ermöglichen. 4

Speziell im Fall von Marktwirtschaften ist der Handel an Märkten ein zentrales Element für den Austausch von Gütern. Handel und Märkte sind damit eine direkte Folge der Arbeitsteilung. Der **Grad der Arbeitsteilung hängt** nach Adam Smith **von der Ausdehnung der Märkte** ab.[8]

In **modernen Marktwirtschaften** werden die unterschiedlichsten Güter und Leistungen auf teilweise hochspezialisierten Märkten gehandelt. Oft wird zwischen zwei Ebenen unterschieden, dem Großhandel, bei dem Güter oder Leistungen in großen Mengen und in häufig hochspezialisierten Märkten getauscht werden und dem Einzelhandel, der in kleineren Mengen die Nachfrage der einzelnen Konsumenten bedient. Auch wenn sich die Vorgänge im Groß- und Einzelhandel in einzelnen Details unterscheiden, die grundlegenden Mechanismen, die im Feld der Mikro-Ökonomie erforscht werden, sind weitgehend dieselben. In Marktwirtschaften erfolgt der Handel im Groß- wie Einzelhandel auf den jeweils relevanten Märkten. 5

6 *Smith A.*, An Inquiry into the Nature and Causes of the Wealth of Nations, 1776, deutsche Übersetzung von *Recktenwald H.C.*, Der Wohlstand der Nationen, C.H. Beck, München, 2001, zitiert nach *Putnoki, H., Hilgers, B.*, Große Ökonomen und ihre Theorien, Wiley-VCH, Weinheim, 2007. S. 3–6.

7 *Woll A.*, Volkswirtschaftslehre, Vahlen, 16. Aufl., München, 2011. S. 33.

8 *Schumann J., Meyer U., Ströbele W.*, Grundzüge der mikroökonomischen Theorie, 7. Aufl., Springer, Berlin, 2007. S. 35.

## 2. Funktion von Märkten

### *a) Aufgabe von Märkten*

6 Waren (oder auch Leistungen) sind volkswirtschaftlich betrachtet immer ein **knappes Gut**, da sie üblicherweise nicht in beliebiger Menge zur Verfügung stehen. Da Waren üblicherweise einen Nutzen für die Nachfrager erzeugen, ergibt sich ein **Allokationsproblem**. Dieses besteht darin, welche Nachfrager die zur Verfügung stehenden knappen Waren erhalten und damit ihre Nachfrage befriedigen sowie einen entsprechenden Nutzen erreichen können und welche nicht. Aus dieser Knappheit der Ressourcen, Güter und Leistungen im Vergleich zu den Bedürfnissen der Menschen entstehen letztlich alle ökonomischen Probleme.[9]

7 Es gibt im Grundsatz zwei Lösungsansätze um die arbeitsteilige Wirtschaft zu koordinieren[10]: Eine **hierarchische Koordination** oder **Märkte,** an denen die Steuerung durch Verträge und Preismechanismen erfolgt. Beide Organisationsformen kommen in einer Marktwirtschaft vor und haben ihre spezifischen Vor- und Nachteile. Innerhalb der Unternehmen gilt i. d. R. das System der „Hierarchie", Manager geben durch Anweisungen vor, welches Produkt mit welcher Produktionstechnik zu erstellen ist. Zwischen den Unternehmen erfolgt die Koordination über Märkte.[11] Im Wirtschaftssystem einer **Zentralverwaltungswirtschaft** erfolgt die **Koordination ausschließlich über hierarchische Strukturen**: die Regierung gibt allen Akteuren durch den Plan vor, wer welche Produkte und Leistungen bereitzustellen hat. Die gesamte Volkswirtschaft funktioniert quasi wie ein einziges großes Unternehmen, den einzelnen Akteuren ist jedoch jegliche Entscheidungsfreiheit genommen.[12] Diese Form der Steuerung erscheint zwar als relativ einfache Konzeption, ist jedoch in der Praxis äußerst schwer zu handhaben, wie die Erfahrungen in zentral gelenkten sozialistischen Ländern nach dem zweiten Weltkrieg zeigen.[13]

Wird den einzelnen Akteuren bzw. Unternehmen die **Entscheidungsfreiheit überlassen**, welche Produkte, in welcher Qualität, in welcher Weise, zu welchen Kosten hergestellt und an wen diese verkauft werden sollen, bzw. wo die Nachfrager ihre Produkte beschaffen, erfolgt die Koordination über **wettbewerblich organisierte Märkte**.

Die volkswirtschaftliche Literatur definiert Märkte mit unterschiedlichen Ansätzen, die jedoch im Grundsatz zu derselben Bedeutung führen. So wird beispielsweise ein Markt dadurch definiert, dass festgestellt wird, dass „**Angebot**

9 *Schumann J., Meyer U., Ströbele* W., Grundzüge der mikroökonomischen Theorie, 7. Aufl., Springer, Berlin, 2007. S. 6.

10 *Bofinger P.*, Grundzüge der Volkswirtschaftslehre, 4. Aufl., Pearson, Hallbergmoos, 2015. S. 48.

11 *Bofinger P.*, Grundzüge der Volkswirtschaftslehre, 4. Aufl., Pearson, Hallbergmoos, 2015. S. 49.

12 *Schumann J., Meyer U., Ströbele W.*, Grundzüge der mikroökonomischen Theorie, 7. Aufl., Springer, Berlin, 2007. S. 1.

13 *Woll A.*, Volkswirtschaftslehre, 16. Aufl., Vahlen, München, 2011. S. 44.

**und Nachfrage den Markt eines Guts definieren**".[14] Etwas konkreter lässt sich definieren, dass „ein Markt eine Ansammlung von Käufern und Verkäufern ist, die durch tatsächliche und potenzielle Interaktionen den Preis eines Produkts oder Produktsortiments bestimmen."[15] Etwas abstrakter ist die Definition „Markt ist ein Transaktions- und Informationskosten sparendes Arrangement, das zu einem Gleichgewicht der Pläne von Anbietern und Nachfragern führt".[16] Dabei spielt es offensichtlich keine Rolle, ob alle Käufer bzw. Nachfrager und Verkäufer bzw. Anbieter sich tatsächlich an einem Ort treffen oder ob sie an einer Vielzahl von Orten (wie z. B. kleinen Geschäften) individuell zusammentreffen und dabei dennoch einen Markt im Sinne eines Gesamtangebots und -nachfrage bilden. Daher ist für die volkswirtschaftliche Analyse die Frage der **Marktabgrenzung** (bzw. Marktdefinition) eine zentrale Frage. Hierbei wird festgelegt, welche Käufer, Verkäufer sowie welche Produktpalette in einen bestimmten zu betrachtenden Markt einbezogen werden sollen.

Treffen Anbieter und Nachfrager tatsächlich an einem Ort mit dem Ziel des Ausgleichs ihrer Interessen zusammen, so soll im Folgenden der Begriff eines **Marktplatzes** verwendet werden. Dabei kann dieser örtlich aber auch virtuell verstanden werden. Als Marktplätze können dabei sowohl der historische Marktplatz, z. B. Wochenmarkt, als auch eine Börse oder eine elektronische Brokerplattform verstanden werden.

Das Interesse der Anbieter ist der Verkauf von Waren zu einem bestimmten Preis. Üblicherweise steigt das Interesse der Anbieter, Waren zu verkaufen, mit dem Preis, d. h. je höher der Preis, desto höher das **Angebot**, weil bei höheren Preisen Anbieter weitere Waren produzieren, beschaffen oder fördern können. 8

Das Interesse der Nachfrager ist, Waren zu beschaffen. Mit steigendem Preis nimmt die **Nachfrage** üblicherweise ab, da der erzielbare Nutzen der Nachfrager zurückgeht und ab einem bestimmten Preis die Kosten der Beschaffung nicht mehr rechtfertigt.

Treffen sich nun das gesamte relevante Angebot und die gesamte relevante Nachfrage an einem Markt, so erfolgt dort ein Ausgleich. Entsprechend der volkwirtschaftlichen Theorie ist ein **Markt im Gleichgewicht**, wenn es keinen Anbieter mehr gibt, der zu einem Preis bis maximal zu dem am Markt bezahlten Preises verkaufen möchte, und es keinen Nachfrager mehr gibt, der bereit wäre für seine Nachfrage einen Preis zu bezahlen, der über dem am Markt bezahlten Preis entspricht. Alle Angebote lassen sich in einer **Angebotskurve** zusammenfassen, deren Preis mit steigender Menge ansteigt; alle Nachfrage lässt sich in einer **Nachfragekurve** darstellen, die mit fallenden Preisen steigende Mengen aufweist. Am Schnittpunkt der beiden Kurven ist der Markt im Gleichgewicht 9

14 *Schumann J., Meyer U., Ströbele W.*, Grundzüge der mikroökonomischen Theorie, 7. Aufl., Springer, Berlin, 2007. S. 22.

15 *Pindyck R.S., Rubinfeld D.L.*, Mikroökonomie, Pearson, Hallbergmoos, 2015. S. 32.

16 *Bofinger P.*, Grundzüge der Volkswirtschaftslehre, 4. Aufl., Pearson, Hallbergmoos, 2015. S. 629.

(vgl. Abbildung 1): Der Preis des Schnittpunkts ist der Gleichgewichts- oder markträumende Preis[17] bzw. kurz **Marktpreis**. Beim Marktpreis gibt es nur noch Anbieter, die bereit wären zu einem höheren Preis zu verkaufen bzw. Nachfrager, die bereit wären zu einem niedrigeren Preis zu kaufen.

10 Die Differenz zwischen der Nachfragekurve und dem Marktpreis stellt die **Konsumentenrente** dar: Es ist die Differenz zwischen der Zahlungsbereitschaft der Nachfrager, die sich aus dem Nutzen ergibt, die die Waren bei ihnen erzeugen und dem am Markt für die Beschaffung zu bezahlenden Preis. Die Differenz zwischen Angebotskurve und Marktpreis ist im Gegensatz dazu die **Produzentenrente**: Es sind die Mehreinnahmen ggü. seinen Produktionskosten, die der Anbieter erzielen kann, wenn er die Ware am Markt verkauft. Je nach Verlauf der Angebots- und Nachfragekurve kann die Produzenten- oder Konsumentenrente in einem Markt unterschiedlich hoch ausfallen.

Entsprechend der volkswirtschaftlichen Theorie ist ein wettbewerblicher Markt mit seinen Mechanismen in der Lage eine effiziente Lösung für das o. a. Allokationsproblem zu ermöglichen. Ein Markt erreicht damit im Prinzip die **optimale Allokation knapper volkswirtschaftlicher Ressourcen**, da durch die Entscheidungsfreiheit aller Akteure, sämtliche Informationen dieser Akteure in die Preisbildung am Markt implizit einfließen. Dies ist bei einer zentralen Koordination i. d. R. nicht effizient zu erreichen.

Ob und wie gut dies in realen Märkten gelingen kann, hängt allerdings von Details ab, wie z. B. den Marktmechanismen, der Anbieter- und Nachfragerstruktur oder dem Marktrahmen.

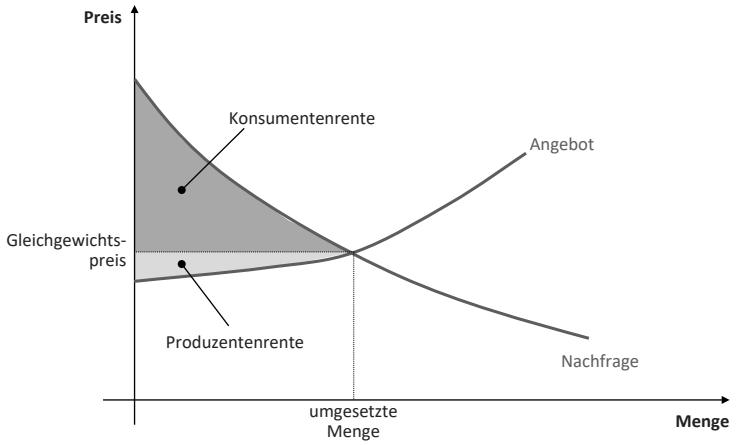



**Abbildung 1:** Angebot und Nachfrage: Gleichgewichtspreis des Markts

Quelle: *Hufendiek K.*, Vorlesungsunterlagen Energiemärkte & Energiehandel, IER, Universität Stuttgart, 2016

17 *Pindyck R.S., Rubinfeld D.L.*, Mikroökonomie, Pearson, Hallbergmoos, 2015. S. 55.

### b) Vollkommener Markt

In der volkswirtschaftlichen Theorie stellt der **vollkommene Markt** mit vollkommener Konkurrenz einen idealen Markt dar. Diese Theorie wurde von William Stanley Jevons bereits im 19. Jahrhundert entwickelt.[18] Grundsätzlich wird von Akteuren ausgegangen, die anstreben, ihre individuellen Gewinne zu maximieren. Für einen solchen Markt gelten bestimmte, häufig idealisierte, Voraussetzungen: 11

- Bei der betreffenden Ware handelt es sich um ein **homogenes Gut**, d. h. die Ware ist nicht differenzierbar. Die Volkswirtschaftslehre spricht davon, dass keine räumlichen, sachlichen oder persönlichen Präferenzen vorliegen.
- Allen Akteuren im Markt liegen **vollständige Informationen** vor.
- Es liegt **Transaktionseffizienz** bzgl. Zeit und Kosten vor.
- Bei **vollkommener Konkurrenz** sind unendlich viele kleine Akteure sowohl auf Anbieter- als auch Nachfragerseite vorhanden. Keiner der Akteure kann das Marktgeschehen als Einzelner beeinflussen.

Für einen solchen Markt lässt sich theoretisch zeigen, dass es zu einem Zeitpunkt für eine Ware immer nur einen Preis geben kann.[19] Das bedeutet er muss **arbitragefrei** sein. In der Volkswirtschaft ist dies auch als **„Law of one Price"** bekannt.

Für das Angebot in solchen Märkten lässt sich folgern, dass ein Angebot solange wirtschaftlich ist, wie die kurzfristigen Grenzkosten der Produktion kleiner als der erzielbare Marktpreis sind. Dann lohnt sich die Produktion einer entsprechenden Mehrmenge, weil am Markt hierfür ein adäquater Erlös zu erzielen ist. Die **Angebotskurve** entspricht daher der Kurve der kurzfristigen Grenzkosten des Angebots. 12

Analoges gilt für die **Nachfragekurve**: Sie entspricht der Kurve des Grenznutzens der Nachfrage. Damit entspricht im Marktgleichgewicht in solchen Märkten der Grenznutzen der Nachfrage den Grenzkosten des Angebots.

Da Rohstoffe als Commodities häufig wenig differenzierbar sind, liegt ein homogenes Gut vor und eine wichtige Voraussetzung für einen vollkommenen Markt ist als erfüllt anzusehen.

## 3. Eigenschaften von Commodity-Märkten

### a) Commodities

Eine **Ware** die soweit **standardisiert** ist, dass zwischen zwei Angeboten der Ware keine Unterschiede festzustellen sind, ist **nicht differenzierbar**. Waren, 13

18 *Jevons W.S.*, The Theory of Political Economy, Mcmillian, London, 1871, Chapter IV. 17 (abgerufen unter http://www.econlib.org/library/YPDBooks/Jevons/jvnPE4.html#Chapter%204 (27. 08. 2020)).

19 *Jevons W.S.*, The Theory of Political Economy, Mcmillian, London, 1871, Chapter IV. 21 (abgerufen unter http://www.econlib.org/library/YPDBooks/Jevons/jvnPE4.html#Chapter%204 (27. 08. 2020)).

die von verschiedenen Anbietern angeboten werden, sind hinsichtlich Eigenschaften und Qualität vollkommen gleich. Sie sind für den Nachfrager daher vollständig austauschbar. Sie wird in der Volkswirtschaft als **„homogenes Gut"** bezeichnet.[20]

Für Rohstoffe ist die Eigenschaft der Indifferenz (z. B. Kohle, Rohöl, Eisenerz oder Orangensaftkonzentrat) häufig deutlich besser erfüllt als für Endprodukte (z. B. Autos, Orangensaft im Einzelhandel), bei denen mittels Marketing die Differenzierung bewusst gefördert wird, um einer Homogenisierung der Waren und damit deren Austauschbarkeit entgegen zu wirken. Tatsächlich unterscheiden sich Rohstoffe aus unterschiedlichen Quellen und verschiedener Herkunft natürlich üblicherweise auch in ihrer Qualität, wie z. B. Rohöle aus unterschiedlichen Feldern verschiedene Dichten und Schwefelgehalte aufweisen. Dennoch hat der Markt hierfür Standardisierungen durch beispielsweise die Leitsorten im Rohölmarkt erreicht, um genau diese Austauschbarkeit zu erreichen. Die Ware wird damit zur „**Commodity**", ein nicht differenzierbares Produkt ist entstanden. Speziell Energieträger und allen voran Strom entsprechen typischerweise dieser Anforderung der Indifferenz sehr gut.

Dies ermöglicht in Folge dann die Entwicklung hoch liquider Commodity-Märkte, die in ihren Eigenschaften den vollkommenen Märkten in Teil 1 A I 2 b) nahekommen und wesentlich für den Energiehandel auf der Großhandelsebene sind.

### *b) Preisbildung*

#### *aa) Märkte ohne knappe Kapazitäten*

14 Wie in Abschnitt Teil 1 A I 2 a) bereits eingeführt, bildet sich der Preis in wettbewerblichen Märkten anhand der Angebots- und Nachfragefunktion.[21]

**Angebotsfunktion**

15 In vollkommenen Märkten (vgl. Teil 1 A I 2 b)), denen die Commodity-Märkte häufig ähnlich sind, weil die Bedingung eines homogenen Guts sehr gut erfüllt ist, entspricht die **Angebotsfunktion** der Kurve der Grenzkosten der Produktion.

Bei der Produktion oder Förderung und Transport der Commodity zum Übergabeort fallen **variable Kosten** an. Soll eine Mehrmenge der Commodity zur Verfügung gestellt werden, so fallen entsprechend höhere Kosten an; wird nur eine geringere Menge benötigt, so entfallen nur diese variablen Kosten. Solange die Produktionskapazitäten nicht knapp sind, entspricht die Angebotskurve in

20 *Jevons W.S.*, The Theory of Political Economy, Mcmillian, London, 1871, Chapter IV. 22 (abgerufen unter http://www.econlib.org/library/YPDBooks/Jevons/jvnPE4.html#Chapter%204 (27. 08. 2020)).

21 Für eine intensive Befassung mit dem Thema im Hinblick auf Elektrizitätsmärkte sei empfohlen: *Stoft S.*, Power Systems Economics: Designing Markets for Electricity, IEEE Press, New York, 2002.

solchen Märkten folglich der Kurve der variablen Kosten der Bereitstellung/Erzeugung der Commodity. Sie stellen die **kurzfristigen Grenzkosten** dar. **Fixe Kosten**, wie z. B. Erschließungskosten, Investitionen oder auch fixe Betriebskosten (festes Personal, Versicherungen, etc.) kommen hierbei nicht zum Tragen, da die produzierte Menge nicht von diesen Kosten abhängt.

Abbildung 2 zeigt als Beispiel für die **Kostenstruktur des Angebots** die Kosten- 16
struktur der Stromerzeugung auf. Ausschließlich die **variablen Kosten**, die sich hier aus den Kosten für den Brennstoff, Transport, Verschleiß und Entsorgung sowie $CO_2$-Zetrifikate und Transaktionen zusammensetzen, entscheiden über die Produktion. Kann der Erzeuger diese Kosten am Markt erlösen, d. h. der **Marktpreis ist höher** als diese Kosten, so **wird er produzieren**, um einen **positiven Deckungsbeitrag** zu erzielen. Liegt der Marktpreis niedriger, so wird er auf eine Produktion verzichten und bietet am Markt keine Mengen an.

Ein positiver Deckungsbeitrag bedeutet für den Erzeuger jedoch noch nicht, dass er aus der Erzeugungsanlage **Gewinn erzielen** kann. Zunächst dienen diese Deckungsbeiträge dazu, die fixen Kostenanteile zu decken. Erst wenn diese vollständig abgedeckt sind, kann er einen Gewinn verbuchen. Daher sind variable Kosten und Vollkosten der Stromerzeugung, wie allgemein bei der Bereitstellung von Energieträgern, zu unterscheiden.

Kann der Erzeuger längerfristig die fixen Kosten für Betrieb, Instandhaltung 17
und Personal nicht erlösen, wird er die Anlage **stilllegen**, um keinen dauerhaften Wertverlust zu erleiden. Eine **Investition** in neue Erzeugungsanlagen wird ein kommerziell orientierter Erzeuger jedoch nur dann tätigen, wenn er mit hinreichender Sicherheit davon ausgehen kann, dass er mindestens die **Vollkosten** einer Erzeugungsanlage im Markt erlösen kann.

Die Grenzkosten des Angebots entsprechen den variablen Kosten der Produk- 18
tion in allen vollkommenen Märkten in denen ausreichend Produktionskapazitäten vorhanden sind. Sind die zur Verfügung stehenden Produktions-, Förder- oder Transportkapazitäten in einem Markt knapp oder reichen nicht aus, die Nachfrage zu decken, entsprechen die Grenzkosten der Erzeugung den Vollkosten neuer Kapazitäten, den sogenannten **langfristigen Grenzkosten**, da für eine Bereitstellung neue Kapazitäten geschaffen werden müssten. Da Leistung in Märkten zunächst nur zu wenigen Zeitpunkten knapp sein wird, führt dies zu einzelnen **Preisspitzen**, die durch die Zahlungsbereitschaft der Nachfrager limitiert sind (vgl. Abschnitt bb) „VOLL – Value of lost load").

In **Rohstoffmärkten** ist i. d. R. davon auszugehen, dass die Bereitstellung neuer 19
Kapazitäten, aufgrund längerer Zeiträume für die Erstellung neuer Anlagen, **keine kurzfristige Erhöhung der Produktionskapazität** erlaubt. Im Markt sind daher mit zunehmender Knappheit der Kapazität entsprechende Risikoaufschläge auf die kurzfristigen Grenzkosten zu erwarten, die in der Theorie die **Investition in neue Kapazitäten** ermöglichen. Empirisch ist speziell im Hinblick auf Strommärkte jedoch bislang ungeklärt, ob diese Mechanismen tatsächlich greifen. Entsprechend empirischen Untersuchungen in liberalisierten

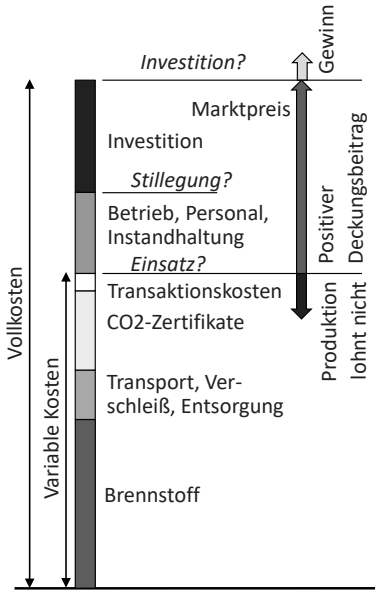



**Abbildung 2:** Kostenstruktur der Stromproduktion

Quelle: *Hufendiek K.*, Vorlesungsunterlagen Energiemärkte & Energiehandel, IER, Universität Stuttgart, 2016

Strommärkten in den USA ist zu vermuten, dass dies i. d. R. nicht der Fall ist; *Joskow* nennt dies das „missing money phenomenon".[22]

Festzuhalten ist anhand dieser Überlegungen summarisch, dass Preise oberhalb der kurzfristigen Grenzkosten der Erzeugung in Situationen mit knappen Erzeugungskapazitäten kein Hinweis auf Marktversagen oder Marktmachtausübung ist, sondern dass erst das **Erreichen von Preisen auf dem Niveau von Vollkosten** von Erzeugungskapazitäten notwendig ist, um Investitionen in neue Produktionskapazitäten zu ermöglichen und ein langfristig stabiles System zu erreichen.

### Nachfragefunktion

20 Im Grundsatz wird die **Nachfragefunktion** nach der volkswirtschaftlichen Theorie durch den **erzielbaren Grenznutzen** bestimmt (vgl. Teil 1 A I 2 b)). Im Falle von Commodity-Märkten ist das i. d. R. der durch den Einsatz der Commodity beim Nachfrager zu erzielende zusätzliche Nutzen, z. B. der zu erzielende

22 *Joskow P.*, Competitive Electricity Markets and Investment in New Generation Capacity, MIT-Schrift, CEEPR, Cambridge (MA), 2006, abgerufen unter https://dspace.mit.edu/bitstream/handle/1721.1/45055/2006-009.pdf?sequence=1 (27. 08. 2020). pp. 28–29.

Wertzuwachs durch eine Industrieproduktion oder der individuelle Nutzen einer warmen Wohnfläche für einen Haushalt.

Die Bestimmung des Grenznutzens ist theoretisch wie empirisch deutlich schwieriger als die Bestimmung der Grenzkosten auf der Angebotsseite. Im Grundsatz entspricht er der Zahlungsbereitschaft der Nachfrager, die ihnen ein **Vermeiden eines Lieferengpasses** der betreffenden Commodity wert ist. Im Zusammenhang mit Strommärkten wird dabei verbreitet der Begriff des „Value of lost load (VOLL)"[23] verwendet. Im kurzfristigen Zeitbereich weisen viele Nachfrager speziell in leitungsgebundenen Energiemärkten keine Preissensitivität auf, da häufig für die Lieferanten eine Versorgungspflicht besteht und außerdem die Endkundenpreise oft nicht kurzfristig dynamisch auf Veränderungen der Großhandelspreise reagieren. Auf Ebene der Großkunden im Gas- und Strommarkt ist jedoch in speziellen Fällen durch „abschaltbare Verträge" oder Lastmanagement eine **Preisabhängigkeit der Nachfrage** bereits heute üblich. Da die Verträge in wettbewerblichen Märkten frei verhandelt werden können, lassen diese zumindest eine Indikation des Wertverlusts erkennen, den der jeweilige Nachfrager dem vorübergehenden Verzicht auf die Commodity beimisst. Da dies jedoch nur Einzelfälle betrifft, ist die flächendeckende Quantifizierung eines VOLL für alle Kundengruppen weiterhin schwierig.

**Langfristig** bestehen in nahezu allen Commodity-Märkten Preisabhängigkeiten der Nachfrage aufgrund von **Substitutionseffekten**. Wie ausgeprägt diese in Energiemärkten sind, hängt davon ab, wie einfach solche Substitutionen möglich sind. Eine Substitution von Heizöl durch Gas oder eine Elektrodirektheizung im Wärmemarkt ist beispielsweise deutlich einfacher als die Substitution von Strom in einer IKT-Anwendung. Diese Substitutionsmöglichkeiten, deren benötigte Investitionen für den Wechsel eine Barriere darstellen, die zunächst überwunden werden muss, führen zu Wettbewerb auch zwischen den betreffenden Energieträgern. Dieser Wettbewerb ist umso intensiver, je niedriger diese Barriere ist. 21

*bb) Preisbildung und Vollkosten*

Ausgehend von den im vorangegangenen Abschnitt aa) beschriebenen Mechanismen der Preisbildung ist sichergestellt, dass mindestens die variablen Kosten des Angebots durch die Marktpreise erlöst werden können, wenn die Grenzkosten des Angebots monoton steigend sind. Dies ist in größeren Systemen i. d. R. immer der Fall, weil bei einer Vielzahl von Anlagen mit steigendem Angebot, die Anlagen mit ansteigenden variablen Kosten eingesetzt werden. 22

Für ein **dauerhaft stabiles System** müssen aber die Anbieter nicht nur die variablen Kosten, sondern auch die Fixkosten am Markt erlösen können. Sonst werden entweder Kapazitäten stillgelegt oder es kann nicht in neue Kapazitäten

23 *Stoft S.*, Power Systems Economics: Designing Markets for Electricity, IEEE Press, New York, 2002. S. 25 ff.

investiert werden. Die Anbieter müssen also in der Lage sein, **langfristig die Vollkosten**, d. h. fixe und variable Kosten, ihrer Anlagen zu **erwirtschaften**.

23 Wenn vereinfachend von konstanten variablen Kosten (Produktionskosten) einer Anlage über ihrem gesamten Leistungsbereich ausgegangen wird, dann stellt sich für die betreffende Anlage der **Verlauf der Vollkosten in Abhängigkeit von der Produktion** (im Falle von Energieträgern: produzierte Energie), wie in Abbildung 3 gezeigt, dar. Für ein **dauerhaft stabiles System** muss jede Anlage für die von ihr bereitgestellte Produktion **mindestens diese Kosten erlösen** können.

24 Welche Erlöse die Anlage generieren kann, hängt von der Situation am Markt ab. Hierzu soll zunächst ein **Modellsystem mit mehreren Produktionsanlagen** unterschiedlicher Kostenstrukturen untersucht werden, das **kostenoptimal für eine gegebene Nachfrage** (Versorgungsaufgabe) **dimensioniert** sei. Im Beispiel wird dabei von einem Strommarkt ausgegangen, im Grundsatz kann das Modell aber auf andere Energiemärkte mit ähnlichen Strukturen übertragen werden. Die Struktur der Vollkosten der Angebotsseite dieses Systems zeigt Abbildung 4 (erster Abbildungsabschnitt) Hier werden die Funktionen der Vollkosten der verschiedenen Produktionsanlagen aufgezeigt. Die **Gasturbine (GT)** hat in diesem System die niedrigsten Fixkosten $k_{fGT}$ pro installierter Leistung und damit die niedrigste „Knickstelle" der Vollkostenfunktion auf der Abszisse. Mit steigender Produktion steigen von diesem Punkt aus die Kosten steil an, da diese Anlage durch hohe variable Kosten charakterisiert wird.

25 Das Gas- und **Dampfturbinen-Kraftwerk (GuD)** hat gegenüber der Gasturbine höhere spezifische Fixkosten $k_{fGuD}$, die sich in der oberhalb gelegenen „Knickstelle" der Vollkostenfunktion zeigen. Dafür steigt die Funktion mit zunehmender Produktion flacher an, da die GuD-Anlage geringere variable Kosten als die Gasturbine hat. Auf diese Weise schneiden sich die beiden Funktionen bei

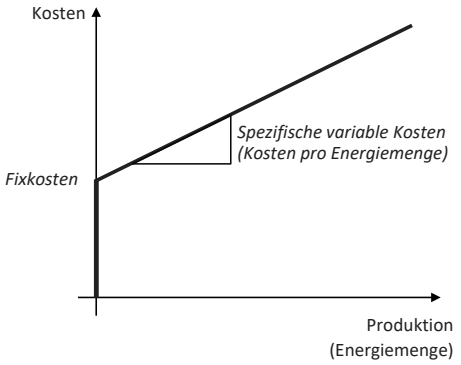



**Abbildung 3:** Vollkosten in Abhängigkeit der Produktion einer Anlage

Quelle: *Hufendiek K.*, Vorlesungsunterlagen Energiemärkte & Energiehandel, IER, Universität Stuttgart, 2016

einem definierten Produktionsoutput. Im hier abgebildeten Modellsystem wird vereinfachend davon ausgegangen, dass die Produktion einer Anlage immer mit voller Leistung erfolgt, so dass die Produktion auch durch die Einsatzdauer in Stunden beschrieben werden kann. Somit schneiden sich die Vollkostenkurven beider Anlagen bei einer Einsatzdauer von $t_1$. Das bedeutet, dass für Einsatzdauern $t > t_1$ die Produktion mit der GuD-Anlage kostengünstiger ist, als die der Gasturbine. Für $t < t_1$ ist die Produktion der Gasturbine entsprechend am kostengünstigsten. Analoges gilt für die anderen Erzeugungsanlagen unseres Modellsystems, die immer höhere Fixkostenanteile bei niedrigeren variablen Kosten aufweisen, so dass deren Einsatz bei noch höheren Einsatzzeiten kosteneffizient wird.

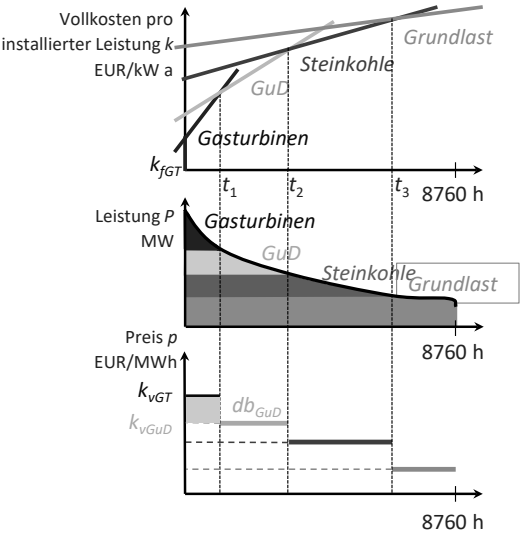



**Abbildung 4:** Modellsystem mit mehreren Produktionsanlagen

Quelle: *Hufendiek K.*, Vorlesungsunterlagen Energiemärkte & Energiehandel, IER, Universität Stuttgart, 2016

Die Nachfrage, die das Modellsystem zu decken hat, schwankt innerhalb eines Jahres erheblich. Die in den jeweiligen Zeitintervallen (z. B. eine Stunde) nachgefragten Erzeugungsleistungen werden durch die Jahresdauerlinie in Abbildung 4 (zweiter Abbildungsabschnitt) beschrieben. Aufgrund der unterschiedlichen Kostenstrukturen lassen sich mittels der, anhand der Vollkostenfunktionen in Abbildung 4 (erster Abbildungsabschnitt) ermittelten, Zeitpunkte $t_1$, $t_2$ und $t_3$ die jeweils kosteneffizienten Einsatzzeiten der verschiedenen Erzeugungsanlagen ermitteln. Daraus leitet sich dann die kostenoptimale Dimensionierung des Modellsystems ab, d. h. die jeweils optimal zu installierenden Leistungen zur Deckung der gegebenen Nachfragestruktur, die in Abbildung 4 Mitte an der Abszisse abzulesen ist. 26

27 Wenn nun zusätzlich vereinfachend angenommen wird, dass die **Nachfrage zu jedem Zeitpunkt unabhängig von den Marktpreisen** ist, dann gilt für einen Markt mit vollkommenem Wettbewerb, dass die Marktpreise den Grenzkosten der teuersten Produktionsanlage entsprechen, die zur Deckung der Nachfrage notwendig ist. Auf diese Weise lassen sich für das Modellsystem die für die jeweiligen Zeitintervalle auftretenden Preise anhand der Grenzkosten der jeweils teuersten Anlage ermitteln (Abbildung 4, dritter Abbildungsabschnitt). Für alle Zeitintervalle, in denen die nachgefragte Leistung so hoch ist, dass alle Erzeugungsanlagen zur Deckung benötigt werden, setzen die Grenzkosten der Gasturbine, die die höchsten Grenzkosten aufweist, den Preis. Sie entsprechen den variablen Kosten der Erzeugung dieser Gasturbine $k_{vGT}$.

In den Zeitintervallen, in denen die GuD-Anlage die teuerste Anlage darstellt, die zur Deckung der Nachfrage benötigt wird, setzen die variablen Kosten der GuD-Anlage $k_{vGuD}$ den Preis, der für diese Zeitintervalle diesen variablen Kosten entspricht. Für alle anderen Zeitintervalle gilt analoges.

28 Damit können zwei **wichtige Erkenntnisse** für das Modellsystem gewonnen werden:

1. Die Gasturbine als **Anlage mit den höchsten variablen Kosten** ist im Modellsystem nicht in der Lage, einen positiven Deckungsbeitrag zur Deckung ihrer Fixkosten $k_{fGT}$ zu erwirtschaften. Es werden lediglich die variablen Kosten am Markt erlöst, da in jedem Zeitintervall, in der die Gasturbine produziert, der Preis den variablen Kosten der Gasturbine entspricht. Die **Markterlöse** sind folglich **um den Betrag der Fixkosten $k_{fGT}$ geringer als die Vollkosten** der Anlage.
2. Die GuD-Anlage als **Anlage mit den zweithöchsten variablen Kosten** kann in den Zeiten, in denen die teurere Gasturbine zur Deckung der Nachfrage ebenfalls produzieren muss, einen **positiven Deckungsbeitrag $db_{GuD}$ erwirtschaften**, der zur Deckung der Fixkosten verwendet werden kann.

Allerdings ist noch zu klären, ob dieser Deckungsbeitrag $db_{GuD}$ ausreicht, um die Fixkosten der GuD-Anlage $k_{fGuD}$ zu decken. Da der Deckungsbeitrag der in Abbildung 4, dritter Abbildungsabschnitt gezeigten Fläche entspricht, lässt sich aus der Abbildung heraus zeigen, dass zwar die variablen Kosten und ein Teil der Fixkosten der GuD-Anlage am Markt erwirtschaftet werden können. Es verbleibt jedoch der identische **Fehlbetrag in Höhe der spezifischen Fixkosten der Gasturbine $k_{fGT}$**, der sich am Markt nicht erlösen lässt.

29 Für die o. a. Modellannahmen lässt sich allgemein zeigen, dass **bei allen Technologien** immer genau ein **Fehlbetrag** hinsichtlich Deckung der Vollkosten entsteht, der den **spezifischen Fixkosten der teuersten Technologie** am Markt entspricht.[24] Zunächst gilt dies nur für das Modellsystem, dem einige vereinfachende Annahmen zugrunde gelegt wurden:

24 *Müller C.*, Grenzkosten und Nachhaltigkeit des Kraftwerkbetriebs, Energiewirtschaftliche Tagesfragen, 57. Jg., Heft 5, 2007, S. 26 ff.

- Die **Nachfrage** sei **unabhängig von den Marktpreisen**: Dies führt tendenziell zu einer Überschätzung der erzielbaren Erlöse für die Anbieter. Denn wird eine Reaktion der Nachfrage auf die Preise unterstellt, führt dies zu niedrigeren Marktpreisen.
- Der **Anlagenpark** des Angebots sei **optimal strukturiert** für die Versorgungsaufgabe: Entspricht der Anlagenpark nicht dem optimal effizienten für die gegebene Nachfrage, kann es zu Abweichungen bei den Deckungsbeiträgen kommen. Dies würde jedoch dazu führen, dass sich der Anlagenpark langfristig in Richtung der optimalen Struktur entwickelt, sodass dann erneut o. a. Schwierigkeiten auftreten.

Um ein **dauerhaft stabiles System** zu erreichen, müssen bei der Preisbildung 30
bei knappen Kapazitäten die **langfristigen Grenzkosten** berücksichtigt werden, die die Zubaukosten für neue Kapazitäten beinhalten. Insofern müssen die Marktpreise auch in einem Markt mit vollkommenem Wettbewerb über die Preise auf Basis kurzfristiger Grenzkosten zumindest dann ansteigen, wenn die Kapazität auf der Angebotsseite knapp ist. Im Umkehrschluss bedeutet dies aber auch, dass **Preise oberhalb kurzfristiger Grenzkosten alleine noch kein Hinweis auf Ausübung von Marktmacht** oder Marktmanipulationen sind.

*cc) Preisbildung bei knappen Kapazitäten*

In Zeiträumen, in denen Überkapazitäten im Markt vorhanden sind, entspricht 31
das Marktverhalten oft sehr gut einer Preisbildung auf Basis kurzfristiger Grenzkosten. Eine solche Situation liegt u. a. typischerweise zum Zeitpunkt der Liberalisierung von leitungsgebundenen Energiemärkten vor. Werden die Kapazitäten in solchen Märkten dann mittelfristig durch Kapazitätsstillegungen oder entsprechendes Nachfragewachstum knapp, muss sich eine veränderte Preisbildung einstellen, da sonst Kapazitätserweiterungen nicht wirtschaftlich sind (vgl. Abschnitt c)). Aber auch in **Märkten mit knappen Kapazitäten** tritt Knappheit üblicherweise nur in Zeitintervallen mit einer hohen Nachfrage auf. Zu anderen Zeiten sind weiterhin ausreichend Kapazitäten vorhanden, da eine niedrigere Nachfrage vorliegt.

Sind in einzelnen Zeitintervallen keine ausreichenden Kapazitäten vorhanden, 32
kann entweder die Nachfrage nicht gedeckt werden oder es muss angebotsseitig zu einer Kapazitätserweiterung kommen. Damit entsteht zu diesen Zeitpunkten entweder bei den Nachfragern ein Nutzenverlust, der bis zur Höhe des VOLL akzeptiert würde, oder es müssen zusätzliche Kapazitäten investiert werden, was zusätzliche Fixkosten nach sich zieht. Für einen Angebotszuwachs fallen in dieser Situation die langfristigen Grenzkosten an, in die auch die Fixkosten der Kapazitätserweiterung eingehen. Ansonsten wird kein Akteur bereit sein, in zusätzliche Kapazität zu investieren.

Daher muss der Preis – auch bei Festhalten an der Annahme vollkommenen Wettbewerbs – in diesen Zeiträumen über den Preis auf Basis der kurzfristigen Grenzkosten (vgl. Abschnitt b)) des Angebots steigen. Dies ermöglicht dann die auftretenden Fixkosten zusätzlich zu decken. Allerdings ist dieser Effekt aber

auf die Zeitintervalle begrenzt, in denen Knappheit vorkommt. In diesen Zeitintervallen kommt es zu **Preisspitzen**.

33 Die Bildung von Preisspitzen, die auf die Zeiträume knapper Kapazitäten begrenzt sind, ist ökonomisch effizient, da sie gleichzeitig einen Anreiz für die Nachfrage setzen, entsprechende Preisspitzen zu vermeiden, und eine verursachungsgerechte Kostenzuordnung darstellen. Dieses „**Peak-Load-Pricing**“, bei dem in den Zeitintervallen mit Knappheit die langfristigen Grenzkosten, die auch Fixkosten enthalten, für die Preisbildung relevant sind, ist auch in monopolistisch organisierten Strukturen effizienter, als die Alternative einer Kostenwälzung der Fixkosten als Durchschnittskosten über alle Zeitintervalle.[25] Aufgrund der Eigenschaft der realen Kapazitäten in Energiemärkten harte technische Grenzen (maximale Leistung der Anlage) aufzuweisen, weisen die Angebotsfunktionen senkrechte Verläufe bei maximaler Auslastung auf,[26] weil das Angebot kurzfristig nicht weiter steigen kann (Abbildung 5). Solange eine Zahlungsbereitschaft auf der Nachfrageseite vorhanden ist, entstehen hierdurch **Knappheitsprämien**, die benötigt werden, um die Fixkosten für die entsprechend benötigten Kapazitäten zu erlösen.

Da die benötigten Investitionen in Kapazitätserweiterungen in realen Systemen i. d. R. nur über längere Zeiträume hinweg realisierbar sind, da Anlagen zu

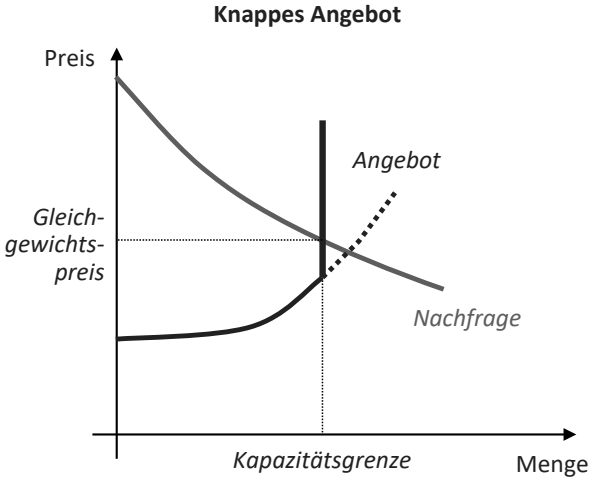



**Abbildung 5:** Preisbildung bei knappen Kapazitäten

Quelle: *Hufendiek K.*, Vorlesungsunterlagen Energiemärkte & Energiehandel, IER, Universität Stuttgart, 2016

25 *Boiteux M.*, Peak Load Pricing, The Journal of Business, Vol. 33, No. 2, 1960. pp. 157–179.

26 *Boiteux M.*, Peak Load Pricing, The Journal of Business, Vol. 33, No. 2, 1960. p. 161.

erweitern oder neu zu erstellen sind, ist zu erwarten, dass entsprechende **Knappheitsprämien als Risikoprämien** an den Terminmärkten auftreten und dabei das Risiko reflektieren, dass mit einer gewissen Wahrscheinlichkeit zu gewissen Zeitpunkten knappe Kapazitäten im Markt erwartet werden.

Empirisch ist das Auftreten von ausreichend hohen Preisspitzen jedoch bislang zumindest in Strommärkten nicht aufgetreten.[27] Wie in Abschnitt b) bereits angesprochen, wird dies in der Literatur auch als „Missing Money Phenomenon" bezeichnet.

*Stoft* macht hierfür primär Nachfragedefekte verantwortlich:[28]

- Das **Fehlen einer Echtzeitmessung und Abrechnung** verhindert eine **Nachfragepreiselastizität** an den Märkten, d. h. Preisreaktionen der Nachfrage, da Lieferanten nur über verhältnismäßig starre Preisstrukturen die Endkunden abrechnen können.
- Die **nicht vorhandene Möglichkeit** für den Systembetreiber die **Nachfrage einzelner Abnehmer zu steuern**, so dass unabhängig vom Verhalten eines einzelnen Nachfragers, seiner vertraglichen Situation und des Verhalten seines Lieferanten durch den Systembetreiber letztendlich das System ausgeglichen werden muss und der Nachfrager zum kostenbasierten Preis des Systembetreibers beliefert wird.

Darüber hinaus bestehen weitere Schwierigkeiten, die möglicherweise zum o. a. „Missing Money Phenomenon" führen können:

- Hohe öffentliche Aufmerksamkeit hinsichtlich der Höhe des Strompreises, so dass beim Auftreten von Preisspitzen häufig politischer Handlungsdruck entsteht und in einigen Märkten auch vorgegebene Preisgrenzen existieren.
- Problem des **Time-Lag bei Investitionen**, das aufgrund der langen Vorlaufzeiten von Investitionen und der sehr schnell reagierenden Märkte entsteht, so dass ein Investor möglicherweise im Markt sichtbare Preisspitzen nicht realisieren kann, da der Markt schneller auf die erwartete Investition reagiert und damit die Preisspitzen schneller verschwinden, als die Investitionsprozesse ablaufen können.
- **Regulatorische Eingriffe in den Markt**, wie z. B. Kapazitätsprämien oder Subventionsmechanismen für einzelne Energieträger, wie das deutsche Erneuerbare-Energien-Gesetz (EEG)

Im Grundsatz könnten diese **Schwierigkeiten** in den Energiemärkten **behoben werden**. Allerdings ist die Behebung der Defekte teilweise sehr aufwendig[29] und

27 *Joskow P.*, Competitive Electricity Markets and Investment in New Generation Capacity, MIT-Schrift, CEEPR, Cambridge (MA), 2006, abgerufen unter https://dspace.mit.edu/bitstream/handle/1721.1/45055/2006-009.pdf?sequence=1 (27. 08. 2020). pp. 28–29.

28 *Stoft S.*, Power System Economics: Designing Markets for Electricity, IEEE Press, New York, 2002. pp. 108–111.

29 *Stoft S.*, Power System Economics: Designing Markets for Electricity, IEEE Press, New York, 2002. p. 108.

daher noch nicht empirisch zu erkennen. Im Hinblick auf den Strommarkt hat die deutsche Bundesregierung mit dem **Strommarktgesetz 2016** jedoch einen wichtigen Schritt zur Stärkung auch der langfristigen Marktmechanismen umgesetzt, indem einige der o. a. **Schwierigkeiten konkret adressiert** werden. Dabei wird beispielsweise explizit festgelegt, dass die wettbewerblich am Markt gebildeten Preise nicht beschränkt werden sollen, die Bilanzkreistreue sichergestellt werden soll (und damit den Lieferanten die Nutzung der Bilanzausgleichsenergie des Systembetreibers erschwert wird) und auf eine Flexibilisierung von Angebot und Nachfrage hingewirkt werden soll.[30]

*c) Märkte*

34 Entsprechend der in Teil I A I 2 a) eingeführten Definitionen von Märkten, lassen sich auch **Commodity-Märkte** festlegen. Zunächst ist die relevante Marktabgrenzung wichtig. Hier ist jeweils festzulegen, welche Produkte und welche Anbieter bzw. Nachfrager, d. h. welche Marktakteure, zu berücksichtigen sind. Darauf aufbauend kann dann auch betrachtet werden, an welchen Marktplätzen der Handel im jeweiligen Fall konkret stattfindet.

Für die **Marktabgrenzung** ist jeweils eine räumliche, zeitliche und sachliche Abgrenzung zu treffen. Diese sollte so getroffen werden, dass das gesamte wirksame Angebot mit der entsprechenden gesamten wirksamen Nachfrage erfasst wird. Eine solche Abgrenzung wird auch **Marktgebiet** oder **Gebotszone** genannt und unterstellt, dass innerhalb dieses Gebiets keine räumliche Differenzierung einer Lieferung der Commodity erfolgt.

*aa) Produktsortiment*

35 Im Hinblick auf eine geeignete Marktabgrenzung im Fall von Commodity-Märkten muss zunächst das zu handelnde Gut definiert werden. Märkte für Strom, Erdgas oder Öl sind i. d. R. als separate Märkte abzugrenzen, da es sich um **unterschiedliche Güter** (Warenart) handelt. Wird die Marktabgrenzung ausschließlich auf der Ebene der verschiedenen Warenarten vorgenommen, handelt es sich um eine weite Marktabgrenzung.

36 Für eine detailliertere Betrachtung können auch verschiedene **Produkte** einer einzelnen Warenart unterschieden werden. Diese ergeben sich aus den wesentlichen Eigenschaften einer Warenart. Aufgrund der Möglichkeit Handelsgeschäfte auf Großhandelsebene, speziell im **OTC-Markt, im Prinzip beliebig bilateral zu verhandeln**, können diese Produkte beliebig individuell festgelegt werden. Um jedoch die Eigenschaften einer Commodity, die Indifferenz der Ware nutzen zu können, werden üblicherweise Produkte anhand definierter Eigenschaften standardisiert, die dann als marktgängig betrachtet werden können. Solche **Standardprodukte** spielen häufig auch in den OTC-Märkten eine wichtige Rolle, z. B. als Preisindikatoren.

30 BGBl. I Nr. 37, S. 1786, vom 29. Juli 2016, Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz), insbesondere § 1a Abs. 1–3.

Für eine detaillierte Betrachtung verschiedener Ausprägungen von Produkten in Commodity-Märkten vgl. Teil 1 A I 3 d).

*bb) Spot- und Terminmärkte*

Eine speziell wichtige Unterscheidung auf Seiten der Produkte in Commodity-Märkten besteht im Hinblick auf den Erfüllungszeitpunkt der gehandelten Waren. Üblicherweise werden hierbei **Spotmärkte** und **Terminmärkte** abgegrenzt. 37

**Spotmärkte**

Im Spotmarkt handelt es sich um eine **zeitnahe Lieferung**, der eine **unmittelbare Bezahlung** folgt. Welcher Zeitraum als „zeitnah" zu betrachten ist, hängt von den Eigenschaften der jeweiligen Commodity ab. Im Fall der nicht speicherbaren Commodity Strom hat sich in vielen Märkten der Folgetag als üblicher Erfüllungszeitpunkt für den Spotmarkt etabliert, wobei dieser in vielen europäischen Märkten zwischenzeitlich als Markt unmittelbar vor der Lieferung von liquiden Intradaymärkten ergänzt wird. Auf diesem kann beispielsweise im deutschen Marktgebiet, bis unmittelbar vor Beginn der Lieferviertelstunde die in dieser zu liefernde oder beziehende Energie gehandelt werden. Geschäfte im Intradaymarkt des deutschen Strommarktgebiets können sowohl OTC wie auch an entsprechenden Börsen[31] gehandelt werden. Insofern werden im Strommarkt anhand des Lieferzeitpunkts im Spotmarkt üblicherweise „Day-Ahead" und „Intraday" unterschieden. Für Erdgas gibt es neben dem Day-Ahead Spotmarkt ebenfalls einen ergänzenden „Within-Day"-Markt näher am Lieferzeitraum, der jedoch etwas andere Regeln aufweist und dessen Produkte ebenfalls OTC wie an Börsen[32] gehandelt werden. Im Falle speicherbarer und als Massengüter zu transportierender Energieträger wie Öl ist eine Lieferung im Laufe eines Monats oft als Spotmarkt zu betrachten. 38

**Terminmärkte**

Lieferungen die für Zeitpunkte weiter in der Zukunft als die zeitnahe Lieferung (Spot) liegen, werden als **Warentermingeschäfte** bezeichnet. Märkte für Warentermingeschäfte werden Terminmärkte genannt. 39

Sie können im Prinzip jeden möglichen Zeitpunkt in der Zukunft betreffen, die Bezahlung erfolgt entsprechend der jeweils getroffenen Vereinbarung, üblicherweise nach erfolgter Lieferung. Um die damit verbundenen Kreditrisiken über die teilweise sehr langen Zeiträume zu reduzieren, können jedoch auch andere finanzielle **Besicherungen**, wie z. B. Clearing oder Margining, vereinbart wer-

31 *EPEX Spot SE* abgerufen unter https://www.epexspot.com/en/tradingproducts#intraday-trading (27. 8. 2020) bzw. *Nordpool AS* abgerufen unter https://www.nordpoolspot.com/de/handel/intraday-handel/ (27. 08. 2020).

32 *European Energy Exchange AG* (EEX) abgerufen unter https://www.eex.com/fileadmin/EEX/Downloads/Rules/Contract_Specifications/20200706_EEX_Contract_Spezifications_0072a_E_FINAL_track_changes.pdf (27. 08. 2020), S. 16/17.

den. Solche Mechanismen sind üblicherweise fester Bestandteil des Handels an den Warenterminbörsen (vgl. Teil 2 A 4), können jedoch analog auch bilateral im OTC-Handel mit den Handelspartnern vereinbart werden.

*cc) Marktakteure*

40 Durch das Produktsortiment sowie das Angebot und die Nachfrage ist in der volkswirtschaftlichen Theorie ein Markt definiert (vgl. Teil 1 A 2 a). Das Produktsortiment wird in Commodity-Märkten durch die Produkte festgelegt, das **Angebot und die Nachfrage** werden durch die **Marktakteure** in den Markt gebracht. Zentrale Akteure im Hinblick auf die Marktabgrenzung sind somit die Händler, die entweder als Käufer oder Verkäufer auftreten. Die weiteren Akteure, die nachfolgend beschrieben werden, übernehmen demgegenüber nur Aufgaben bei der Zusammenführung von Angebot und Nachfrage, die jedoch für die konkrete Funktionsfähigkeit eines Markts von hoher Bedeutung sein können.

**Händler**

41 Die wichtigsten Akteure an Märkten sind – wie bereits festgestellt – die **Händler**. Ohne Händler, die Waren anbieten oder nachfragen, können Märkte nicht funktionieren, da kein Angebot bzw. keine Nachfrage bestehen würde. Händler treten konkret an entsprechenden Marktplätzen auf und schließen Kauf- bzw. Verkaufsverträge (Geschäfte) ab.

Eine typische Eigenschaft von Händlern in Commodity-Märkten ist, dass sie oft unabhängig von ihrer natürlichen Position (z. B. Händler eines Produzenten) **sowohl als Anbieter als auch Nachfrager** am gleichen Markt auftreten. Ob ein Händler als Anbieter oder Nachfrager auftritt, hängt dabei vom Preis ab. Er wechselt damit in Abhängigkeit des Preises die Seite im Markt.

42 Sich als Händler an Märkten zu engagieren können, motiviert Akteure aus den unterschiedlichsten Gründen. Im Grundsatz können jedoch zwei prinzipielle Zielsetzungen identifiziert werden, die ggf. auch in Kombination verfolgt werden:

**Management von Marktrisiken einer natürlichen Position:**

43 – Hat der **Akteur** eine **natürliche Position** im betreffenden Commodity-Markt, wie beispielsweise Erzeugungskapazitäten oder/und die Pflicht Endkunden zu versorgen, ist sein physikalisches Geschäft aufgrund von Preisschwankungen an den Großhandelsmärkten und möglichen Erzeugungs- bzw. Nachfrageschwankungen Preis- und Mengenrisiken ausgesetzt. Diese können mittels geeigneter Geschäftsabschlüsse bzw. entsprechender Kauf- bzw. Verkaufsstrategien in den Großhandelsmärkten begrenzt werden. Hierdurch kann der betreffende Akteur seine Marktrisiken durch geeignetes Agieren an den Märkten aktiv managen.

44 – Als **Beispiel** kann ein **Erdgasimporteur** betrachtet werden, der einen langfristigen Bezugsvertrag zu ölindizierten Preisen abgeschlossen hat, seine

Endkunden aber zu fixen Preisen beliefern muss[33]: Er ist u. a. einem Marktpreisrisiko ausgesetzt, weil sich bei steigenden Ölpreisen seine Bezugskosten erhöhen, aber sein bei den Endkunden zu erzielender Umsatz aufgrund der fixen Preise nicht ansteigt. Damit wird seine Marge reduziert. In ungünstigen Fällen können sogar Verluste entstehen, wenn der Bezugspreis entsprechend über den fixen Absatzpreis steigt. Durch den Abschluss von Absicherungsgeschäften auf Öl (Kauf von 10 bbl zu fix 60 USD/bbl)) an einem geeigneten Terminmarkt, kann er seinen Bezugspreis zu dem Zeitpunkt fixieren, in dem er den fixen Lieferpreis für seine Endkunden (z. B. 65 USD/bbl für 10 bbl) festlegt. Seine Marge (z. B. 50 USD) schwankt dann in Folge nicht mehr. Steigt der Ölpreis danach bis zur Lieferung an (z. B. auf 70 USD/bbl), erhöht sich sein Bezugspreis zwar weiterhin (z. B. von 60 auf 70 USD/bbl), das Absicherungsgeschäft am Ölmarkt erfährt aber einen analogen Wertzuwachs (z. B. um 10 USD/bbl). Zum Zeitpunkt zu dem der Ölpreis für das Bezugsgeschäft fixiert wird (z. B. 70 USD/bbl für 10 bbl), wird das Absicherungsgeschäft zum dann gültigen Ölpreis verkauft (z. B. zu 70 USD/bbl für 10 bbl). Ist der Preis angestiegen, ergibt dies für den Händler Zusatzeinnahmen (z. B. 100 USD aus 10 bbl), die genau den Zusatzkosten seines Bezugsgeschäfts (z. B. 100 USD für 10 bbl) entsprechen. Damit hat er de facto seine Marge aus dem zugrundeliegenden Geschäft fixiert und sich gegen die Marktrisiken aus schwankenden Ölpreisen abgesichert. Dasselbe gilt auch für fallende Ölpreise. In diesem Fall würde ohne Absicherung die Marge ansteigen, aufgrund des o. a. Absicherungsgeschäfts wird der Vorteil jedoch durch das Absicherungsgeschäft aufgezehrt. Auch dann bleibt die Marge konstant, es geht die Opportunität verloren.

– Akteure, die mit realen Portfolien eine solche Zielsetzung verfolgen, können hierfür **komplexe Absicherungsstrategien** entwickeln, die möglicherweise eine permanente Anpassung erfordern. Die Thematik wird im Rahmen des Risikomanagements, in Teil 3 dieses Werks eingehend behandelt. 45

**Erzielen von spekulativen Gewinnen:**

– Vermutet ein Akteur, dass er Informationen aus den Märkten schneller und besser interpretieren kann als der restliche Markt (alternativ kann er auch nur auf sein Glück hoffen), so kann er **auf von ihm erwartete Preisänderungen am Markt setzen**. Hierfür schließt er entsprechende Geschäfte ab: Setzt er auf steigende Preise, so wird er entsprechend Ware kaufen, setzt er auf fallende Preise, so wird er Ware verkaufen. Entwickelt sich der Preis wie erwartet, schließt er auf dem dann neuen Preisniveau das Gegengeschäft (Verkauf bzw. Kauf) ab und realisiert einen **Gewinn**. Tritt jedoch eine Preisbe- 46

33 Vereinfachend wird in diesem Beispiel angenommen, dass die Bezugs- und Absatzmengen identisch und fix sind (z. B. 10 bbl). Im Fall zusätzlicher Mengenschwankungen müsste eine Absicherungsstrategie diese Schwankungen berücksichtigen und entsprechend dynamische Anpassungen der Absicherungsgeschäfte umsetzen.

wegung am Markt entgegen der von ihm erwarteten Richtung ein, realisiert er einen entsprechenden **Verlust**.

– Spekulative Geschäfte sind daher immer mit dem Eingehen von Risiken verbunden. Ein umsichtiger Händler muss den Umfang solcher Geschäfte daher unbedingt auf ein für ihn tragbares Maß begrenzen. Dies ist Aufgabe des Risikomanagements, das in Teil 3 dieses Werks grundlegend behandelt wird.

Sollte ein Akteur **beide Zielstellungen** verfolgen, ist dies im Grundsatz möglich. In diesem Fall, sollte der Akteur wegen der Transparenz für das eigene Geschäft zumindest intern die beiden Zielsetzungen separat behandeln.

#### Broker

47 Broker sind **Vermittler** in den OTC-Märkten, die selbst keine Kauf- oder Verkaufsgeschäfte tätigen, sondern vielmehr versuchen, passende Angebote und Nachfrage verschiedener Händler zusammenzubringen. Für die Dienstleistung einer erfolgreichen Vermittlung erhalten sie üblicherweise eine Vermittlungsgebühr, die sogenannte „Brokerage".

48 Dabei kann die Dienstleistung in Commodity-Märkten **klassisch** erfolgen, indem sich Händler mit dem Broker i. d. R. telefonisch in Verbindung setzen (oder umgekehrt), um ihr konkretes Angebot bzw. Nachfrage dort zu plazieren oder nachzufragen, ob der Broker einen passenden Kauf- bzw. Verkaufswunsch eines anderen Händlers kennt.

Heute sind jedoch speziell in Commodity-Märkten mit ihrer Möglichkeit zur Standardisierung auch **elektronische Brokerplattformen** weit verbreitet, in die Händler ihre Kauf- und Verkaufsgebote zu den jeweiligen Standardprodukten einstellen können. Andere Händler können dann bei Interesse elektronisch diese Angebote abrufen und entsprechende Geschäfte zu den angebotenen Konditionen abschließen. Der Vertragsschluss erfolgt dabei nicht mit dem Broker, hier besteht lediglich ein entsprechender Dienstleistungsvertrag zur Vermittlung bzw. Nutzung der Plattform, sondern immer direkt mit dem anderen Händler. Speziell im Warenterminmarkt entstehende Kreditrisiken liegen somit immer – analog direkten bilateralen Geschäften – zwischen den Händlern.

#### Börsenbetreiber

49 **Börsen** sind organisierte und überwachte Marktplätze, die einem bestimmten Regelwerk unterworfen sind. Einerseits bilden sie spezielle und transparente Marktplätze und übernehmen daher in Commodity-Märkten eine wichtige Funktion. Andererseits sichern sie den an der Börse aktiven Händlern Anonymität und übernehmen, anders als Broker, die Counterpart und Kreditrisiken, indem Geschäftsabschlüsse immer zwischen den einzelnen Händlern und der Börse geschlossen werden.

Aufgrund dieser wichtigen Unterschiede, werden die Marktplätze der Börse nicht dem OTC-Handel zugerechnet. Sie werden in Teil 2 dieses Werks vertieft behandelt.

**Überwachungsorgane**

Der Handel an Märkten unterliegt je nach Ausprägung verschiedener **staatlicher Aufsicht**. Grundsätzlich sind kartellrechtliche und steuerrechtliche Belange zu beachten, die durch entsprechende Kartell- und Finanzbehörden auf den unterschiedlichen Ebenen überwacht werden. Börsen unterliegen zudem einer speziellen Börsenaufsicht. 50

Im speziellen Fall von leitungsgebundenen Energiemärkten überwachen i. d. R. auch noch Regulierungsbehörden insbesondere die diskriminierungsfreie Behandlung der Marktteilnehmer durch die Netzbetreiber.

*dd) Marktplätze*

Marktplätze sind die **Orte an denen konkret Handel stattfindet**, der Angebot und Nachfrage ausgleicht. Hier werden die Anbieter bzw. Nachfrager einer bestimmten Commodity tätig und geben den anderen Akteuren ihre Gebote für Verkauf bzw. Kauf bekannt. 51

Ursprünglich sind dies die traditionellen Marktplätze in den Städten, auf denen Waren von Händlern angeboten und gekauft werden. Auf Großhandelsebene können das auch Börsen oder heute auch virtuelle Orte sein, an denen Handel auf rein elektronischer Basis stattfindet, wie z. B. Brokerplattformen.

Der **bilaterale Handel** (OTC-Handel) findet **an keinem klar abgegrenzten Marktplatz** statt. Es existieren Marktplätze wie Brokerplattformen, es kann aber auch ein Anbieter einen Nachfrager an einem individuell definierten Ort (der z. B. auch ein Telefongespräch sein kann) treffen. Hier wird dann ein individuell definiertes Geschäft (das möglicherweise auch einem Standardprodukt entsprechen kann) getätigt, wobei die Akteure sich möglicherweise zuvor über verschiedenste Mechanismen im Markt informiert haben, welche alternativen Angebote bzw. Nachfrage zu welchen Preisen besteht. 52

Wichtig ist hierbei festzuhalten, dass es **in einem Markt immer mehrere Marktplätze** (z. B. Telefonbroker, bilateraler Kontakt, Brokerplattform, Börse) geben kann, an denen der konkrete Handel stattfindet. Da es in Commodity-Märkten immer Händler gibt, die an mehreren Marktplätzen gleichzeitig tätig sind und möglicherweise auftretende Preisdifferenzen an den unterschiedlichen Marktplätzen sofort ausarbitrieren würden, ist davon auszugehen, dass in funktionierenden Commodity-Märkten an allen Marktplätzen desselben Markts für dasselbe Produkt zum gleichen Zeitpunkt der gleiche Preis gilt. Etwa auftretende Preisdifferenzen in solchen Märkten existieren nur dann, wenn es hierfür einen inhaltlichen Grund gibt, wie z. B. unterschiedliche Transaktionskosten an den verschiedenen Marktplätzen. 53

*d) Produkte*

An Commodity-Märkten werden unterschiedliche Produkte gehandelt, die sich anhand ihrer Eigenschaften charakterisieren lassen. Konkrete zu **spezifizierende Eigenschaften** eines Produkts in den Commodity-Märkten umfassen üblicherweise: 54

- Zu liefernde Warenart, z. B. Strom, H-Gas, Rohöl der Sorte Brent
- Liefermenge, z. B. MWh, Ncbm, bbl
- Lieferort (Erfüllungsort), z. B. Regelzone Amprion, Marktgebiet (Gebotszone) NetConnect-Germany, Plattform Sullom Voe
- Lieferzeitpunkt bzw. zeitliche Abgrenzung, z. B. Datum
- Lieferperiode, z. B. Jahr, Monat
- Kontraktprofil, z. B. konstante Leistung über die gesamte Lieferperiode
- Erfüllungsart, physisch oder finanziell
- Verbindlichkeit, unbedingte oder bedingte Lieferung, z. B. Forward oder Option

55 Die Gesamtheit dieser Eigenschaften definiert das entsprechende Produkt. Dabei können verschiedene Gruppen von Produkten unterschieden werden, die nachfolgend behandelt werden.

*aa) Standardprodukte*

56 Unter standardisierten Produkten versteht man Produkte, die einen konkreten Satz von Produktspezifikationen aufweisen, die **im entsprechenden Markt als üblich** anerkannt sind. In den betreffenden Märkten ist für solche Standardprodukte ein hohes Volumen an Handelsaktivitäten vorhanden. Eine Standardisierung ist umso besser, je mehr Produktspezifikationen, einschließlich aller Vertragskonditionen, identisch sind. Üblicherweise sind Standardprodukte Geschäfte mit unbedingter Erfüllung, d. h. zum Zeitpunkt des Vertragsabschlusses fest vereinbarten Preisen, fixer Liefermengen und Fristen.

Dies ermöglicht Händlern einen einfachen und **schnellen Kauf-/Verkauf** solcher Produkte und bei entsprechender Liquidität eines Produkts auch eine hohe Sicherheit, ein einmal gekauftes Standardprodukt jederzeit wieder identisch verkaufen zu können. Damit kann dann eine zunächst eingegangene **Handelsposition** wieder **vollständig aufgelöst** werden, was unter Risikogesichtspunkten wichtig ist.

Die Handelsergebnisse sowie Angebots-/Nachfrageinformationen dieser Standardprodukte stellen für die jeweiligen Märkte dann üblicherweise eine **wichtige Referenz** dar, an denen sich die Bewertung anderer, teilweise individuell vereinbarter Produkte orientieren kann.

57 Beispiele für solche Standardprodukte sind im Bereich der Strommärkte in Deutschland beispielsweise **Base** und **Peak** für den nächsten Tag, Monat oder Jahr bzw. noch spätere Folgejahre. Base bedeutet dabei eine Lieferung mit gleichbleibender Leistung in einer definierten Regelzone für alle Viertelstunden der Lieferperiode (Tag, Monat oder Jahr). Peak bedeutet dagegen eine gleichbleibende Leistung für alle Viertelstunden im Zeitintervall zwischen 8 und 20 Uhr an einem Montag bis Freitag innerhalb der Lieferperiode.

Ähnliches gilt für die Märkte für Erdgas, Kohle oder auch Erdöl und Ölprodukte, wobei die Lieferperiode bei den nicht leitungsgebundenen Energieträgern eine geringere Bedeutung aufweist.

Die **Herausbildung solcher Standards** erfolgt innerhalb der Märkte **durch die Akteure**, wobei die unterschiedlichen Akteure hierbei verschiedene Rollen einnehmen. In Märkten mit **Börsen oder Brokerplattformen** nehmen diese einen wesentlichen Einfluss auf die Herausbildung von Standards. Da diese Plattformen ausschließlich Standardprodukte handeln können, bilden die auf diesen Plattformen angebotenen Produkte immer entsprechende Standards auch für den gesamten Markt. Günstig für einen Markt ist auch im Hinblick auf die Herausbildung von Standards, wenn mehrere solcher Plattformen im Wettbewerb existieren, da die Händler dann die Plattformen bevorzugen werden, deren Standards ihren Bedürfnissen besser entsprechen. Daneben übernehmen auch einschlägige **Branchenverbände**, wie z. B. EFET[34] oder ISDA[35], Aufgaben im Bereich der Standardisierung, indem sie Standards und Regelwerke auch im Hinblick auf Rahmenverträge entwickeln. 58

*bb) Strukturierte Produkte*

Produkte deren Aufbau **komplexer** als die im jeweiligen Markt üblichen Standards sind, werden strukturierte Produkte genannt. Häufig können sie aus verschiedenen Standardprodukten kombiniert werden, enthalten aber oft auch Wahlrechte oder Indizes auf definierte Standardprodukte. 59

Sie können üblicherweise durch entsprechende **Strukturen aus verschiedenen Standardprodukten in einem Portfolio nachgebildet** werden, die ggf. auch dynamisch an Marktveränderungen anzupassen sind. Aufgrund der Komplexität und der nicht vorhandenen Standardisierung, ist die Bewertung und Verhandlung solcher Geschäfte deutlich zeitaufwendiger als bei Standardprodukten, so dass solche Strukturen i. d. R. nur für **langfristige Verträge** zum Tragen kommen. 60

Ein **Beispiel** für solche strukturierte Produkte sind die üblichen langfristigen Gasbezugsverträge, die meist eine Mindestabnahmeleistung vorsehen und dann ein Wahlrecht für den Käufer, zu einem vorher vereinbarten Preis zusätzliche Leistung flexibel abrufen zu können, die wiederum durch eine maximale Leistung begrenzt ist. Ein solches Produkt ist aus einem Standardprodukt Bandlieferung mit konstanter Leistung (minimale Leistung) für die gesamte Lieferperiode und einer Call-Option (vgl. Abschnitt dd)) für die Zusatzleistung bis zur maximalen Leistung zusammengesetzt. Sind die Preise zusätzlich nicht fixiert

34 *European Federation of Energy Traders (EFET)*, Amsterdam, NL abgerufen unter *www.efet.org* (27. 08. 2020), wesentlicher Branchenverband der europäischen Energiehändler vor allem für Strom und Erdgas.

35 *International Swaps and Derivatives Association (ISDA)*, New York, USA abgerufen unter *www.isda.org* (27. 08. 2020), wichtiger internationaler Branchenverband im Bereich des Finanz- und Wertpapierhandels.

sondern mit dem Preis von leichtem Heizöl indiziert, so sind in dem Produkt auch noch entsprechende Heizöl-Termingeschäfte enthalten.

*cc) Vollversorgung*

61 Im Bereich der leitungsgebundenen Energieversorgung sind **klassische Endkundenverträge** häufig sogenannte Vollversorgungsverträge, d. h. sie sichern den Kunden zu, ihre komplette Lastnachfrage zu decken. Typischerweise werden dabei neben Leistungs- bzw. Grundpreisen auch feste Arbeitspreise vereinbart, ggf. für unterschiedliche Zeiträume differenziert. Im Gegenzug muss sich der Kunde üblicherweise auch verpflichten, die Nachfrage für die Vertragslaufzeit ausschließlich von diesem Anbieter zu beziehen bzw. nur vorab vereinbarte fest definierte Bezugsfahrpläne von Dritten zu beziehen.

So einfach sich das Vertragskonstrukt für den Kunden darstellt, so komplex ist das Produkt für einen Händler. Im Grunde liegt hier ein komplexes strukturiertes Produkt vor, da vielfache Flexibilitäten enthalten sind: Der Kunde kann abhängig von seinem konkreten Bedarf jeweils mehr oder weniger Leistung nachfragen, ohne dies vorher vertraglich näher spezifizieren zu müssen. Das Produkt enthält damit für den Händler mehrfach Optionalitäten (vgl. Abschnitt dd)), wobei üblicherweise vertragliche Regelungen enthalten sind, dass der Kunde diese nicht gezielt marktgetrieben einsetzen kann. Dies reduziert das Risiko für den Händler, der jedoch die enthaltenen Flexibilitäten möglichst korrekt bewerten und in sein Angebot einpreisen muss.

*dd) Derivate*

62 Als **Derivate** werden im Handel Produkte bezeichnet, die von den ursprünglich gehandelten Produkten bzw. Waren „abgeleitet" sind. Ein Stromderivat handelt demnach nicht die Ware Strom physisch, sondern ist lediglich vom Markt, der mit physischem Strom handelt, abgeleitet. Ziel eines Händlers, der mit Derivaten handelt, ist also weniger die Beschaffung oder der Verkauf von physischem Strom sondern die finanzielle Absicherung solcher physischer Grundgeschäfte oder reine spekulative Aktivitäten.

Für einen Händler, der seine **physischen Grundgeschäfte mittels derivativer Geschäfte absichern** möchte, bieten die Derivate den Vorteil, dass er nicht nochmals zusätzlich die physische „Ware" handhaben muss. Für einen **rein spekulativ tätigen Händler** ist dieser Vorteil noch höher zu gewichten: Er kann in einem entsprechenden Warenterminmarkt aktiv werden, ohne in der Lage zu sein, die Ware am Ende handhaben zu können. Insofern birgt die Ausbildung derivativer Produkte Vorteile im Hinblick auf Transaktionskosten und die Verbreiterung der Basis der Marktteilnehmer. Dies ist speziell für Commodity-Märkte, die einen hohen Umsatz benötigen, von besonderer Bedeutung.

63 Allgemein bezieht sich ein Derivat immer auf ein zugrundeliegendes **Grundgeschäft**, das „**Underlying**". Der Händler der ein Derivat kauft/verkauft, stellt seinen Vertragspartner dabei so, dass bei Veränderung des Werts des Grundgeschäfts eine klar definierte Veränderung des Werts des Derivats eintritt. Im

einfachsten Fall liegt eine 1:1 Beziehung vor. Das bedeutet, dass das Derivat dem Vertragspartner zusichert, dass er dieselbe Wertänderung aus dem derivativen Geschäft erhält, wie wenn er das Grundgeschäft getätigt hätte. Hat beispielsweise ein Händler ein Derivat auf ein Stromprodukt (Underlying) mit der Menge 1 zu einem festen Preis *x* gekauft, so erhält er den Betrag von *y* ausbezahlt, wenn der Preis des Underlyings am Markt auf *x+y* ansteigt. Fällt der Preis des Underlyings dagegen auf den Preis *x-z*, so muss er dem Vertragspartner den Betrag *z* ausbezahlen.

Im Sinne des **Managements von Risiken** ist beim Handel mit Derivaten unbedingt darauf zu achten, wie der Preis des Underlyings gebildet wird und ob dieser nicht durch irgendeinen Marktakteur ggf. manipuliert werden könnte. In diesem Fall besteht ein erhöhtes Risiko, kein faires Geschäft abgeschlossen zu haben. Daher werden häufig Preisindizes von Börsen, die einer entsprechenden Marktaufsicht unterliegen, als Underlying gewählt. Hier sind entsprechende Manipulationen schwieriger zu erreichen, zumal wenn ein hohes Handelsvolumen für den betreffenden Index an der Börse vorliegt. 64

### Futures

**Futures** oder Future Contracts stellen unbedingte standardisierte Derivate dar, d. h. unbedingte standardisierte Warentermingeschäfte mit finanziellem Settlement. In Commodity-Märkten kommen häufig Future Contracts vor, die auf einem börsennotierten Spotpreisindex basieren. Futures werden häufig an Börsen gehandelt, grundsätzlich können jedoch entsprechende Produkte jedoch auch bilateral (OTC) vereinbart werden. 65

Ein Händler, der aufgrund seines Geschäftsmodells an der physikalischen Commodity interessiert ist, kann ebenso wie ein spekulativer Händler Futures zur **Risikoabsicherung** seines physischen Geschäfts einsetzen. Wenn er beabsichtigt eine gewisse Menge einer Commodity am Spotmarkt in der Zukunft zu kaufen, so kann er zur Absicherung des Preises heute einen entsprechenden Future auf den Spotindex für den beabsichtigten Lieferzeitraum kaufen. Zum Lieferzeitpunkt kauft er dann die benötigte Commodity am Spotmarkt zum dann gültigen Preis ein. Aus dem Future bekommt er die Differenz zwischen dem zum Lieferzeitpunkt gültigen Spotpreis und dem ursprünglich vereinbarten Futurepreis ausbezahlt, bzw. er muss bei gefallenen Preisen diese Differenz seinem Future-Handelspartner erstatten. Auf diese Weise stellt er sich so, wie wenn er die Commodity zum vereinbarten Preis des Futures am Terminmarkt erworben hätte. 66

### Optionen

Auch Optionen zählen zu den derivativen Produkten. Mit dem Kauf einer Option erhält der Käufer das **Wahlrecht**, zu einem **fest vereinbarten Preis (Strike-Preis)** eine vereinbarte Menge einer Commodity zu einem bestimmten Zeitpunkt zu erwerben. Es besteht für den Käufer aber keine Pflicht, die Commodity zu erwerben, er kann das Recht zur Ausübung auch ungenutzt verfallen lassen. 67

Die Option stellt damit ein Derivat dar, das Underlying ist das Kaufgeschäft der Commodity.

Ein rational handelnder Käufer wird das **Recht nur dann ausüben**, wenn der Preis für den Kauf der Commodity zum Ausübungszeitpunkt nicht unterhalb des vereinbarten Strike-Preises liegt. Liegt der Preis unterhalb des Strike-Preises, kann er die Commodity günstiger am Markt erwerben. Er lässt folglich sein Recht auf Ausübung der Option ungenutzt verfallen.

Aufgrund des Wahlrechts, das immer auf Seiten des Käufers der Option liegt, hat der Verkäufer der Option einen finanziellen Nachteil. Er muss „stillhalten", wie der Käufer sich bzgl. der Ausübung seines Rechts entscheidet und mutmaßlich immer dann liefern, wenn die Commodity am Markt einen höheren Wert hat, als der vereinbarte Strike-Preis. Daher wird der Verkäufer einer Option auch „**Stillhalter**" genannt, da er das Risiko der Marktpreisschwankungen durch die Gewährung des Ausübungsrechts an den Käufer übernimmt. Zum Ausgleich dieses Nachteils erhält der Stillhalter (Verkäufer) zum Verkaufszeitpunkt der Option eine fixe **Prämie**, die als Entgelt für die Gewährung des Wahlrechts verstanden werden kann.

Eine solche Option, wie oben beschrieben, wird **Call-Option** genannt. Grundsätzlich kann der Käufer auch ein Wahlrecht erwerben, eine vereinbarte Menge der Commodity zu einem festvereinbarten Preis zu verkaufen. Dann hat er eine **Put-Option** erworben. Call und Put sind die einfachsten Formen von Optionen. Strukturierte Produkte und häufig langfristig laufende Verträge enthalten häufig verschiedenste Wahlrechte und damit Optionalitäten, die bei der Bewertung solcher Produkte entsprechend zu berücksichtigen sind.

#### Indizierte Verträge

68 Speziell in Commodity-Märkten sind **indizierte Verträge** häufig anzutreffen. Dabei handelt es sich i. d. R. um derivative, langfristige strukturierte Verträge, die beispielsweise den Kauf/Verkauf und Lieferung einer Commodity vereinbaren. Der hierfür vereinbarte Preis wird aber nicht sofort fixiert, sondern es wird vereinbart, ihn von den Preisen eines oder mehrerer anderer Produkte abhängig zu machen. Die Abhängigkeit von diesen Preisindizes wird dabei als mathematische Formel im Rahmen des Vertrags festgelegt. Da sich die Preisbildung auf andere Produkte bzw. Preisindizes bezieht, sind solche Verträge den Derivaten zuzuordnen.

69 Als **Beispiel** für solche Verträge können die seit vielen Jahren üblichen **langfristigen Gasbezugsverträge** genannt werden, die i. d. R. keinen festen Preis sondern eine Preisindizierung beinhalten. Typischerweise enthalten sie eine Preisformel, die die Berechnung des Vertragspreises in Abhängigkeit definierter Preisindizes für leichtes Heizöl, für schweres Heizöl und ggf. auch für Kesselkohle enthält. Neben typischerweise enthaltenen mehrfachen Optionalitäten enthalten solche Verträge damit weitere derivative Elemente, deren Underlying die vereinbarten Preisindizes für die o. a. Produkte sind.

*ee) Multi-Commodity-Verträge*

Die Möglichkeit Vertragskonstrukte im OTC-Markt frei zu gestalten, ermöglicht auch **mehrere Commodities** im Rahmen eines einzigen Vertrags, möglicherweise zu einem gemeinsamen Preis zu handeln. Wird hierbei beispielsweise ein Konstrukt betrachtet, das gleichzeitig den Kauf von Gas und Emissionszertifikaten sowie den Verkauf von Strom in einem festen Mengenverhältnis zu einem definierten Preis beinhaltet, so wird der Nutzen solcher Produkte schnell deutlich: Mit Hilfe eines solchen Produkts kann ein „**virtuelles Kraftwerk**" abgebildet werden, das unter Einsatz von Gas und Emissionszertifikaten Strom herstellen kann. Die kraftwerksseitigen Produktionskosten ohne Brennstoff- und Emissionszertifikatskosten müssen dann über den vereinbarten Preis getragen werden. 70

Im Fall eines virtuellen Kraftwerks werden dabei oft weitere Eigenschaften eines realen Kraftwerks vereinfacht in die Vertragsstruktur mit eingebracht, wie z. B. Mindestbetriebs- und -stillstandszeiten oder Begrenzungen durch Mindestleistungen, maximale Leistung oder die darstellbaren An- und Abfahrrampen. 71

*ff) Systemdienstleistungen*

Zur Stabilisierung der Regelzonen benötigen die Transportnetzbetreiber sowohl für Strom- als auch Gasnetze flexible Leistungen, die in der Lage sind, kurzfristige Abweichungen von Nachfrage und Erzeugung/Bereitstellung auszugleichen. Diese werden von den für die Netzstabilität verantwortlichen Transportnetzbetreibern als Systemdienstleistungsprodukte mit definierten Merkmalen spätestens Day Ahead wettbewerblich beschafft. Dies erfolgt i. d. R. über entsprechende eigene Plattformen. Der Verkäufer dieser Produkte muss die kontrahierte Leistung dann für den Transportnetzbetreiber vorhalten, der diese nach Bedarf abrufen kann. Für weitere Informationen sei auf Teil 1 A II 2 c) cc) verwiesen.

*gg) Portfoliomanagement Dienstleistung*

Da der Betrieb eines Handelshauses einen gewissen Aufwand und auch Kompetenzen erfordert, hat sich im Markt eine spezielle Form eines Dienstleistungsprodukts etabliert: **Portfoliomanagement**. 72

Grundsätzlich müssen **alle Händler** ihr Portfolio, d. h. die Gesamtheit aller Verträge managen. Dabei ist zunächst die Position zu bestimmen (d. h. der Mengensaldo zu jedem Zeitpunkt für jede Commodity) sowie der Profit and Loss (P&L), der den jeweils zum Zeitpunkt der Berechnung aktuellen Marktwert der Summe aller Verträge darstellt. Darüber hinaus ist eine wesentliche im Rahmen des Portfoliomanagements durchzuführende Aufgabe, die Bestimmung des Risikos anhand festgelegter Risikokennzahlen, wie z. B. Value at Risk (vgl. Teil 3 dieses Werks). Auf Basis dieser Kenngrößen kann dann ein Händler durch den Abschluss entsprechender Geschäfte am Markt, die Position bzw. die Risiken verändern. Er managt damit das Portfolio, indem er gezielt den P&L und die

Risikokennzahlen zu verändern sucht. Üblicherweise folgt er dabei einer zuvor festgelegten Strategie hinsichtlich Risiko bzw. Markterwartung.

73 Ist ein **kleinerer Akteur** mit natürlicher Position im Markt tätig, der Erzeugung betreibt oder Endkunden zu beliefern hat, so hat er – analog der größeren Akteure – die Notwendigkeit seine Marktrisiken zu managen. Hierfür müsste dieser Akteur einen eigenen Handelsbereich aufbauen, was für ihn oft nicht sinnvoll darstellbar ist. Einerseits benötigt ein Handelsbereich einen höheren Mindestumsatz, um die Kosten für Personal und Marktzugang tragen zu können. Andererseits erfordert ein Agieren am Großhandelsmarkt Mindestlosgrößen und geeignetes Personal, was für kleinere Akteure häufig nicht darstellbar ist.

Als Lösung bietet sich für einen solchen Akteur an, sein Portfolio durch einen Dienstleister managen zu lassen. Hier gibt es grundsätzlich verschiedene Formen:

- Im Grundsatz **managt** der kleinere Akteur sein **Portfolio selbst** und trifft alle Entscheidungen bzgl. zu tätigender Handelsgeschäfte selbst. Hierfür muss er geeignete Strukturen im Haus schaffen und entsprechendes Personal mit den benötigten Kompetenzen vorhalten. Aufgrund der kleinen Losgrößen tätigt er die Geschäfte jedoch über einen **Dienstleister**, der für ihn den **Marktzugang** ggf. auch mit kleineren Losgrößen bereitstellt, als am Großhandelsmarkt üblich. Hierfür erhält der Dienstleister entsprechende Dienstleistungsentgelte.
- Der kleinere Akteur **poolt** gemeinsam mit anderen kleineren Akteuren sein Portfolio bei einem **gemeinsam gegründeten Händler**, der die Aufgabe des Portfoliomanagements als Dienstleister übernimmt. Durch die Beteiligung an diesem Dienstleister stellt der Akteur sicher, dass er am Geschäftserfolg des gemeinschaftlichen Händlers partizipiert und als Eigentümer auch Einfluss auf zentrale Entscheidungen nehmen kann. Er trägt dabei natürlich auch einen entsprechenden Anteil der Risiken, die bei Misserfolg des gemeinschaftlichen Händlers zu realisieren sind. Da jedoch die Risiken aus dem Portfolio des kleineren Akteurs für diesen in erheblichem Umfang geschäftsrelevant sind, muss er dennoch Personal mit geeigneten Kompetenzen und entsprechende Strukturen aufbauen, um die Erbringung der Dienstleistung adäquat überwachen zu können.
- Analog des Modells der Poolung von Handelsaktivitäten kann das Portfoliomanagement als **Dienstleistung** auch anderen **Dritten übertragen** werden. Hierbei entstehen im Grundsatz dieselben Anforderungen an Personal mit geeigneten Kompetenzen und Strukturen, um die Erbringung der Dienstleistung angemessen überwachen zu können. Ansonsten besteht die Gefahr, dass der Dienstleister spekulative Geschäfte mit dem Vermögen des Kunden durchführt, deren Risiken der Kunde zu tragen hat. Wichtig bei einem solchen Modell ist neben der intensiven Überwachung der Erbringung der Dienstleistung auch die Wahl des Dienstleisters. Hier spielen speziell die eigenen Interessen des Dienstleisters eine wichtige Rolle: Ist er unabhängig, da er nur als Dienstleister tätig ist oder führt er zusätzlich einen Handel auf eigene

Rechnung, der ggf. zu Interessenkonflikten führen könnte? Wie wird organisatorisch und für die Aufsicht transparent sichergestellt, wie Gewinne/Verluste zwischen den verschiedenen zu managenden Portfolien verteilt werden?

**Wichtig** für die Wahl eines entsprechenden Dienstleisters und der **konkreten Ausgestaltung** der Dienstleistung sind immer die Fragen, wie die Risiken gesteuert werden und wie sicher verhindert werden kann, dass Gewinne zwischen den Portfolien des Dienstleisters verschoben werden können. Da im Hinblick auf diese wesentlichen Fragen eine Gestaltung einer solchen Dienstleistung ein äußerst komplexes Unterfangen ist, bleibt zu prüfen, ob der Weg das Portfolio durch einen Dritten managen zu lassen, tatsächlich eine sinnvolle Option darstellt. Anders ist dies im ersten Fall gelagert: Hier bleibt das Portfoliomanagement im Haus des kleinen Akteurs und nur der Marktzugang erfolgt über einen Dienstleister, was streng genommen kein Portfoliomanagement als Dienstleistung ist.

## 4. Energiemärkte als spezielle Commodity-Märkte

Energiemärkte sind **spezielle Commodity-Märkte**. Die hier gehandelten Roh- 74
stoffe sind Energieträger, wie z. B. Kohle, Rohöl, Ölprodukte oder Erdgas. Darüber hinaus gibt es auch Energieträger wie elektrischen Strom, die keine stofflichen Eigenschaften haben, aber dennoch als Commodity gehandelt werden können.

Eine **Sonderstellung** nehmen die **leitungsgebundenen Energieträger**, wie 75
Erdgas oder elektrischer Strom ein. Da die zu ihrem Transport und ihrer Verteilung notwendigen Netze üblicherweise ein natürliches Monopol darstellen, kann wettbewerblicher Handel nur dann stattfinden, wenn Netzbetrieb und Energie getrennt werden. Aufgrund der vollständigen Homogenität ihrer Energieträger (Ware) können solche Märkte dann nahe an das theoretische Modell des vollkommenen Wettbewerbs kommen.

### *a) Historische Entwicklung*

**Rohstoffmärkte** lassen sich in die beiden Gruppen **landwirtschaftliche Pro-** 76
**dukte** sowie **Brennstoffe und Bergbauprodukte** unterteilen.[36] Die Energiemärkte gehören klassisch zu den Brennstoffen, da die meisten Energieträger zugleich Brennstoffe sind, auch wenn elektrischer Strom dies als Ausnahme nicht erfüllt und häufig in einer weiten Betrachtung auch die Märkte für Emissionszertifikate unter die Energiemärkte gezählt werden.

Ursprünglich entwickelten sich auch diese Märkte primär aufgrund der Situation, dass die benötigten **Rohstoffe ungleichmäßig** über die Länder der Erde **verteilt** sind. Da hierdurch einige Länder die benötigten Rohstoffe importieren müssen, während andere die Rohstoffe exportieren können, liegt eine interna-

36 *Hahn B.*, Welthandel. Geschichte – Konzepte – Perspektiven, Spektrum, Darmstadt, 2009. S. 94.

tionale Arbeitsteilung vor. Dies führte zur Ausbildung entsprechender Märkte, die die komplexen Liefer- und Abnehmerbeziehungen koordinieren. Auf diese Weise bildeten sich früh Märkte aus, deren Geschäfte sich an den physischen Lieferbeziehungen orientierten.

77 **Organisierte Großhandelsmärkte** bildeten sich dort aus, wo sich Märkte mit hohen Volumina und guter Standardisierung der Produkte bilden konnten. **Rohöl**, das sich nach dem zweiten Weltkrieg deutlich als wichtigster Energieträger weltweit etablierte, bildete den **Vorreiter** hinsichtlich organisierter Rohstoffmärkte mit hoher Liquidität. Es bildeten sich Spot- und Terminmärkte aus, der Handel bezog sich nicht mehr ausschließlich auf physische Lieferungen von Rohöl. Unter der Beteiligung von Finanzinstitutionen bildeten sich zusätzlich finanzielle Derivate heraus, die einfache Absicherungsgeschäfte ermöglichten und die Liquidität der Märkte weiter förderten. **Akteure** sind an diesen Märkten neben den traditionellen Ölgesellschaften, Förderern und Mineralölvertriebe auch industrielle Großkunden, Energieversorger und Unternehmen aus der Finanzwirtschaft. Ihr Kerngeschäft ist **Risiken** durch Schwankung von Produktion und Absatz bzw. der Marktpreise von Rohöl ausgesetzt, die sie durch entsprechendes Agieren auf den Terminmärkten **reduzieren** können. Andere Akteure nehmen solche Risiken jedoch auch bewusst in Kauf, um **spekulative Gewinne** zu realisieren.

78 Die **leitungsgebundenen Energieträger** waren von dieser Entwicklung weltweit zunächst abgekoppelt. Aufgrund der Notwendigkeit Netze für den Transport und die Verteilung nutzen zu müssen, die weitgehend ein **natürliches Monopol**[37] darstellen, weil wettbewerblicher Leitungsbau volkswirtschaftlich ineffizient ist, war die gesamte Branche monopolistisch organisiert.

### *b) Leitungsgebundene Energiewirtschaft*

#### *aa) Entwicklung der Liberalisierung*

79 Wie in Abschnitt a) bereits beschrieben, war die leitungsgebundene Energiewirtschaft lange Jahre in einer **monopolistischen Form** organisiert. Das Geschäft betrieben integrierte Energieversorgungsunternehmen (EVU), die über **Demarkationsverträge** Netzgebiete eindeutig untereinander abgrenzten, innerhalb derer sie der einzige Strom bzw. Gaslieferant waren, aber umgekehrt auch eine Anschluss- und Versorgungspflicht für alle Abnehmer zu erfüllen hatten.

Rechtlich möglich war dies durch einen **wettbewerbsrechtlichen Ausnahmetatbestand**. Dieser ließ die o. a. Marktabgrenzungen mit allen Folgen zu, obwohl diese in allen anderen Branchen kartellrechtlich nicht zulässig sind. Aufgrund der Bedeutung der Strom- und Gasversorgung für das tägliche Leben und die Volkswirtschaft, sorgte die Politik auf diese Weise für eine hohe Versorgungssi-

37 *Schumann J., Meyer U., Ströbele W.*, Grundzüge der mikroökonomischen Theorie, 7. Aufl., Springer, Berlin, 2007. S. 3 f.

cherheit, die im Rahmen von monopolistischen Strukturen einfacher zu erreichen war.

Abbildung 6 (erster Abbildungsabschnitt) zeigt die **vor der Liberalisierung** innerhalb der integrierten Energieversorgungsunternehmen vorhandenen Wertschöpfungsstufen für das Beispiel Strom auf: 80

- **Erzeugung**: Stromproduktion ggf. einschließlich Speicherung und Einspeisung dieser Erzeugung i. d. R. in die eigenen Stromnetze sowie Beschaffung von Brenn- und Hilfsstoffen für die Erzeugung
- **Transport**: Betrieb der Transportnetze einschließlich der Aufgabe der Netzstabilisierung und Ausregelung
- **Verteilung**: Versorgung von an die eigenen Netze angeschlossenen Endkunden mit Strom einschließlich des Betriebs der hierfür benötigten Verteilnetze
- **Integrierte energiewirtschaftliche Betriebsführung**: Die operative Steuerung der Erzeugung, Netze und Versorgung von Kunden mit Strom wurde durch eine zentrale integrierte Funktion ausgeführt, die auch eine integrierte Leitwarte für Netze und Erzeugung betrieb. Ggf. notwendige Beschaffung bzw. Verkauf von Strom von/an andere Energieversorger mit denen das eigene Netz verbunden ist.

Die monopolistischen Strukturen in der leitungsgebundenen Energiewirtschaft weisen viele Elemente einer **zentralen Planung** und damit auch deren Nachteile auf. Die im Monopol agierenden Energieversorgungsunternehmen wurden oft nicht als kosteneffizient angesehen. Daher kamen in verschiedenen west- 81

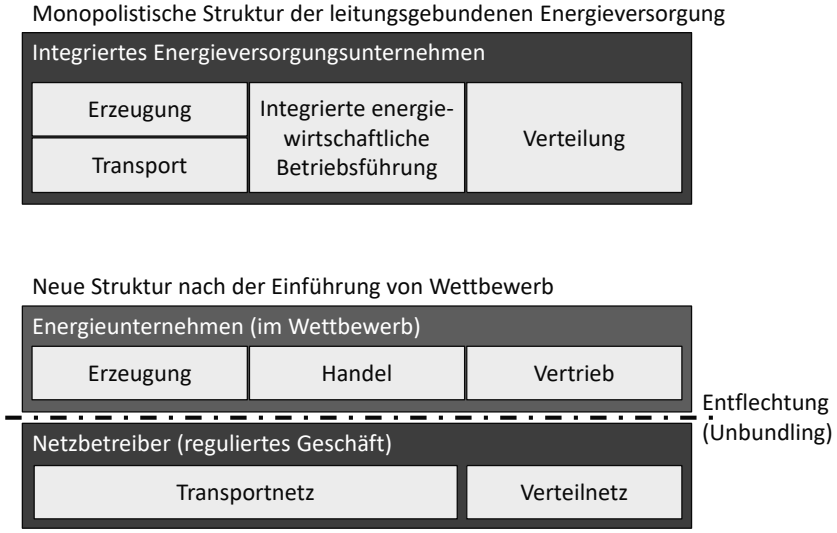



**Abbildung 6:** Entflechtung der integrierten Wertschöpfungskette

lichen Industriestaaten Überlegungen auf, durch die Einführung von Wettbewerb auch in diesen Märkten die Effizienz zu verbessern. Nachdem bereits in einigen auch europäischen Ländern, wie z. B. Großbritannien oder Norwegen, entsprechende Bestrebungen umgesetzt worden waren, griff die **Europäischen Union (EU)** den Gedanken der **Einführung von Wettbewerb** auch im Bereich der leitungsgebundenen Energieträger auf[38] und begann schrittweise die Schaffung eines **einheitlichen europäischen Binnenmarkts** für Elektrizität[39] und Gas[40]. Aus denselben Gründen erfolgten ähnliche Bestrebungen auch für Post, Telekommunikation sowie im öffentlichen Verkehr.

82 Sollen aus o. a. Gründen möglichst große Teile des Geschäfts in den **Wettbewerb** gestellt werden, so verbleiben nur die **Netze** weiterhin als Monopole, die entsprechend zu regulieren sind (vgl. Abbildung 6, zweiter Abbildungsabschnitt). Sie stellen sogenannte **natürliche Monopole** dar, da sie sehr hohe Fixkosten und nahezu keine variablen Kosten aufweisen. Außerdem fallen bei der Bereitstellung durch nur ein einziges Unternehmen geringere Durchschnittskosten an, als bei der Aufteilung auf mehrere (ein Anschluss eines einzelnen Haushalts durch mehrere Stromleitungen verschiedener Anbieter wäre offensichtlich nicht wirtschaftlich).[41] Dies betrifft die beiden Netzbereiche:

- **Transportnetz**: Betrieb des Transportnetzes (auch als Übertragungsnetz bezeichnet) einschließlich der Übernahme der Verantwortung für die Systemstabilität dieses Netzes und aller nachgeschalteten Verteilnetze einschließlich des Betriebs einer Leitwarte für dieses Netz
- **Verteilnetz**: Betrieb des Verteilnetzes und Sicherstellung eines stabilen Netzanschlusses für alle Netzanschlussnehmer einschließlich des Betriebs einer Leitwarte für dieses Netz

83 Die anderen Wertschöpfungsstufen können **wettbewerblich** gestaltet werden, d. h. sie können gleichzeitig von verschiedenen Unternehmen im Wettbewerb angeboten werden (Beispiel Strom):

38 Die rechtlichen Grundlagen der Liberalisierung in der EU (Richtlinien, Verordnungen) und in Deutschland (Energiewirtschaftsgesetz, EnWG) werden in Teil 1, B. Rechtliche Bewältigung des OTC-Handels, Rdn. 180 ff. vorgestellt.

39 Den Beginn der Einführung von Wettbewerb im Bereich der leitungsgebundenen Energieträger markiert die EU-Richtlinie 96/92/EG vom 19. 12. 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. EG Nr. L 027 vom 30/01/1997, S. 0020–0029.

40 Den Beginn der Liberalisierung des Erdgasbinnenmarkts markiert die EU-Richtlinie 98/39/EG vom 22. 06. 1998 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt, ABl. EG Nr. L 204 vom 21. 07. 1998, S. 0001–0012.

41 *Schumann J., Meyer U., Ströbele W.*, Grundzüge der mikroökonomischen Theorie, 7. Aufl., Springer, Berlin, 2007. S. 38.

- **Erzeugung**: Effiziente Erzeugung von Strom und ggf. Speicherung im Wettbewerb mit anderen Erzeugern, sowie Einspeisung desselben in das Anschlussnetz
- **Handel**: Neu entstandene Wertschöpfungsstufe, die die zentrale Steuerungsaufgabe für die Energiewirtschaft des Wettbewerbsbereichs übernimmt; sie besitzt einen Zugang zu allen relevanten Großhandelsmärkten für Strom und Brennstoffe sowie Emissionszertifikate, um die mit dem Geschäft verbundenen Preis und Mengenrisiken steuern und beliebige Zu/Verkäufe tätigen zu können.
- **Vertrieb**: Belieferung von Endkunden mit Strom, wobei dies im Wettbewerb mit anderen Lieferanten erfolgt, da die Kunden den Lieferanten frei wählen können.

Die neue **Wertschöpfungsstufe „Handel"** übernimmt damit die Aktivitäten in den neu entstandenen **Großhandelsmärkten**, die Wertschöpfungsstufe „Vertrieb" zeichnet für den **Einzelhandel** verantwortlich, wobei eine trennscharfe Unterscheidung nicht in allen Fällen möglich ist.

Wettbewerbliche **Unternehmen müssen** dabei **nicht in allen Stufen selbst aktiv sein**. Während die ehemals großen integrierten Energieversorgungsunternehmen (EVU) typischerweise auf allen Stufen engagiert sind, sind die kommunalen Stadtwerke beispielsweise häufig vor allem im Vertrieb und damit eher im Einzelhandel tätig. Andererseits ermöglicht der Wettbewerb allen Unternehmen einschließlich Neueinsteigern sich in jeder gewünschten Wertschöpfungsstufe zu betätigen. So war seit Beginn der Liberalisierung zu beobachten, dass sich einige Stadtwerke stärker im Erzeugungsbereich engagiert haben, große EVU dagegen ihre vertrieblichen Aktivitäten intensiviert haben und darüber hinaus auch neue Akteure auf allen Stufen zu beobachten waren. 84

Vergleichbare **Liberalisierungen** von vormals monopolistisch organisierten Märkten sind in der EU auch im Post- und Telekommunikationsbereich, sowie im Schienen- und öffentlichen Verkehr erfolgt. Das **Muster** der dabei innerhalb der jeweils betroffenen Branche ablaufenden **Prozesse** ist häufig sehr ähnlich. Zunächst erfolgt aufgrund von anfangs vorhandenen Überkapazitäten ein **harter Preiswettbewerb**, der durch den Eintritt von neuen Marktteilnehmern unterstützt wird und den Verbrauchern sinkende Preise und/oder bessere Produkte und Dienstleistungen zur Verfügung stellt. Für die Unternehmen entsteht eine Phase harten Kostendrucks, um sich in diesem Wettbewerb behaupten zu können. Einzelne Akteure, möglicherweise auch zuvor etablierte, ziehen sich aus den Märkten oder einzelnen Segmenten zurück. Es kommt zu Zusammenschlüssen und Partnerschaften, die dann zu einer **Marktkonsolidierung** führen. 85

Insgesamt verändert sich die Preisbildung fundamental: Waren vor der Liberalisierung die von den Aufsichtsbehörden zu genehmigenden **Preise auf Basis der Durchschnittskosten** der integrierten Unternehmen relevant, sind nunmehr die sich **in den Märkten auf Basis von Angebot und Nachfrage** bildenden 86

Preise entscheidend. Daher ist analog anderer wettbewerblicher Märkte wichtig, dass die Preisbildung an diesen Märkten tatsächlich wettbewerblich erfolgt und keine Ausübung von Marktmacht oder Manipulationen an den Märkten stattfinden. Hierfür ist die Wettbewerbsaufsicht verantwortlich, die nun diese neuen Energiemärkte überwacht.

*bb) Rechtliche Rahmenbedingungen der Energiemärkte*

**Europäische Union (EU)**

87 Ausgehend von der ersten Richtlinie zum Binnenmarkt für Elektrizität in 1996[42] und für Erdgas[43] erließ die EU schrittweise eine Reihe weiterer Rechtsakte die die **Liberalisierung** der Elektrizitäts- und Gasmärkte vervollständigten und klare Rahmenbedingungen für den Wettbewerb im Binnenmarkt auch für Strom und Erdgas setzen.[44]

Wesentliche Veränderungen brachten die Richtlinien und Verordnungen des sogenannten **3. Energiebinnenmarktpakets** für Elektrizität[45] und Erdgas[46] der EU, die im Wesentlichen folgende Punkte neu regelten:

- Regelung der Eigentumsrechte an Übertragungs- und Fernleitungsnetzen, mit Vorgabe einer klaren Trennung der Netzaktivitäten von den Gewinnungs- und Versorgungsaktivitäten durch Vorgabe von drei möglichen Modellen
- Vollständige eigentumsrechtliche Entflechtung (Ownership Unbundling)
- Unabhängiger Netzbetreiber (ISO – Independent System Operator), Netzeigentum verbleibt beim integrierten Unternehmen
- Unabhängiger Übertragungs-/Fernleitungsnetzbetreiber (ITO – Independent Transmission Operator), ITO verbleibt im Eigentum des integrierten Unternehmens, detaillierte Regeln gewährleisten Autonomie und Unabhängigkeit
- Effektivere Aufsicht durch wirklich unabhängige einzelstaatliche Energieregulierungsbehörden und weitere Harmonisierung deren Befugnisse
- Stärkung des Verbraucherschutzes
- Regulierung des Zugangs Dritter zu Gasspeichern und Flüssigerdgasanlagen (LNG-Anlagen)

42 EU-Richtlinie 96/92/EG vom 19. 12. 1996 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. EG Nr. L 027 vom 30/01/1997, S. 0020–0029.

43 EU-Richtlinie 98/39/EG vom 22. 06. 1998 betreffend gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt, ABl. EG Nr. L 204 vom 21. 07. 1998, S. 0001–0012.

44 Details s. *Europäisches Parlament*, Kurzdarstellungen zur Europäischen Union: Energiebinnenmarkt, abgerufen unter https://www.europarl.europa.eu/ftu/pdf/de/FTU_2.1.9.pdf (27. 08. 2020).

45 EU-Richtlinie 2009/72/EG vom 13. 07. 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. EU Nr. L 211 vom 14. 08. 2009, S. 0055–0093.

46 EU-Richtlinie 2009/73/EG vom 13. 07. 2009 über gemeinsame Vorschriften für den Erdgasbinnenmarkt, ABl. EU Nr. L 211 vom 14. 08. 2009, S. 0094–0136.

– Förderung der Solidarität der Mitgliedsstaaten, durch Koordination der nationalen Notfallmaßnahmen im Falle schwerer Unterbrechungen der Erdgasversorgung

Die aktuelle Weiterentwicklung bildet das 4. Energiebinnenmarktpaket mit der Richtlinie zum Elektrizitätsbinnenmarkt 2019/944[47] und den zugehörigen Verordnungen 2019/941[48] und 2019/943[49] in denen vor allem folgende Punkte neu geregelt wurden, die auch für den Energiehandel relevant sind:

– Regelungen für die Aktivierung der Nutzung von Flexibilität, auch lastseitig, und die Aktivierung von Verbrauchern und Kleinunternehmen; in diesem Zusammenhang wird auch ein Recht auf die Nutzung von Aggregatoren festgeschrieben
– Es wird ein Anspruch von Verbrauchern verankert, dynamische Stromtarife angeboten zu bekommen, sofern sie über entsprechende Messeinrichtungen verfügen
– Ziele für den Ausbau der Erzeugung auf Basis erneuerbarer Energien
– Regelungen zur Risikovorsorge und Bewältigung von Stromversorgungskrisen, wobei festgelegt wird, dass die Maßnahmen mit den Vorschriften für den Energiebinnenmarkt in Einklang stehen müssen und nicht marktbasierte Maßnahmen nur als letztes Mittel eingesetzt werden dürfen
– Als Grundsatz für die Elektrizitätsmärkte werden eine freie Preisbildung auf der Grundlage von Angebot und Nachfrage festgeschrieben, wobei die Herausbildung von flexibler, nachhaltiger Erzeugung mit geringen CO2-Emissionen und die Flexibilisierung der Nachfrage erleichtert werden soll
– Die Marktvorschriften sollen geeignete Investitionsanreize bieten, insbesondere in langfristige Investitionen in Erzeugung, Energiespeicherung, Energieeffizienz und Laststeuerung
– Zur Risikoabsicherung dürfen langfristige Absicherungsmöglichkeiten an den Börsen bzw. langfristige Lieferverträge außerbörslich ausgehandelt werden
– Bei Änderungen des Regulierungsrahmens muss den Auswirkungen auf kurz- und langfristige Terminmärkte und -produkte Rechnung getragen werden
– Die Marktteilnehmer sind für ihre Bilanzkreisabweichungen verantwortlich
– Die Regelreservemärkte müssen technologieoffen und diskriminierungsfrei wettbewerblich organisiert werden und auch Anbietern der Nachfrageseite sowie aus erneuerbarer Erzeugung den Zugang ermöglichen

47 EU Richtlinie 2019/944 vom 5. Juni 2019 mit gemeinsamen Vorschriften für den Elektrizitätsbinnenmarkt und zur Änderung der Richtlinie 2012/27/EU, ABl. EU Nr. L 158 vom 14. 06. 2019, S. 125–199.

48 EU Verordnung 2019/941 vom 5. Juni 2019 über die Risikovorsorge im Elektrizitätssektor und zur Aufhebung der Richtlinie 2005/89/EG, ABl. EU Nr. L 158 vom 14. 06. 2019, S. 1–21.

49 EU Verordnung 2019/943 vom 5. Juni 2019 über den Elektrizitätsbinnenmarkt, ABl. EU Nr. L 158 vom 14. 06. 2019, S. 54–124.

- Regelungen zur Vergabe von langfristigen Übertragungsrechten zur Absicherung von Preisrisiken über Gebotszonen hinweg
- Regelungen zur Überprüfung des Zuschnitts der Gebotszonen und ggf. Anpassung derselben bzw. Pflicht alternative Maßnahmen aufzuzeigen, damit die Verpflichtung der Mitgliedsstaaten erreicht werden kann, dass an den Grenzen der Gebotszonen bis spätestens Ende 2025 mindestens 70 % der Nettoübertragungskapazität für den zonenübergreifenden Handel zur Verfügung stehen kann
- Regelungen zum Redispatch
- Grundsätze für die Gestaltung von Kapazitätsmechanismen, die aber nur als letztes Mittel eingesetzt werden dürfen
- Regelungen zur Netzentwicklungsplanung

88 Seit den Verhandlungen zum 3. Energiebinnenmarktpaket wurde auf EU-Ebene die Vision eines einheitlichen Energiebinnenmarkts mit verschiedenen Regelungen vorangetrieben. Unter anderem wurde zur verbesserten Koordination der nationalen Regulierer die **Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER)** gegründet, die folgende zentrale Aufgaben übertragen bekam (Auszug)[50]:

- „Ergänzung und Koordinierung der Arbeit der nationalen Regulierungsbehörden
- Treffen verbindlicher Einzelentscheidungen zu den Bestimmungen für den Zugang zu grenzübergreifenden Infrastrukturen und deren Betriebssicherheit (nur unter bestimmten Bedingungen)
- Überwachung der Entwicklungen auf den Strom- und Gasmärkten und Berichterstattung
- Überwachung der Energiegroßhandelsmärkte zur Ermittlung und Verhinderung von Marktmissbrauch in enger Zusammenarbeit mit den nationalen Regulierungsbehörden"

89 Zur weiteren Vollendung eines länderübergreifenden einheitlichen Energiebinnenmarkts wurde speziell im Strombereich die Kopplung der häufig nationalen Strommärkte durch Einführung von **Market Coupling** Mechanismen vorangetrieben. Dabei können die zwischen den verschiedenen (nationalen) Preiszonen existierenden Übertragungsnetzengpässe integriert mit dem Energiehandel an den Spotmärkten gehandelt werden, so dass die Marktakteure keine separaten Durchleitungsrechte für die Engpässe mehr managen müssen und sich integrierte Strompreise für die einzelnen Marktgebiete ergeben.

Durch die Kooperation zwischen den jeweiligen Übertragungsnetzbetreibern (ÜNB) und den beteiligten Spotbörsen werden hierfür die sich situations- und marktabhängig ergebenden Lastflüsse in den Netzen abgeschätzt, damit eine

50 *Europäische Union (EU)*: Agenturen und sonstige Einrichtungen der EU: Agentur für die Zusammenarbeit der Energieregulierungsbehörden (ACER), abgerufen unter *https://europa.eu/european-union/about-eu/agencies/acer_de* (27. 08. 2020).

möglichst hohe Leistung für den grenzüberschreitenden Handel zur Verfügung gestellt werden kann. Dieses Flow-based Market Coupling nutzt dann die vorhandenen physischen Übertragungskapazitäten an den Marktgebietsgrenzen optimal, so dass die einzelnen Märkte – soweit als physikalisch möglich – konvergieren.

Hierzu ist ein stabiles und von allen Parteien akzeptiertes Verfahren zur Ermittlung der verfügbaren Übertragungskapazitäten an Engpässen notwendig, das durch die ENTSO-E im Rahmen der Network Codes for Capacity Allocation and Congestion Management[51] (NC CACM) und for Forward Capacity Allocation[52] (NC FCA) geregelt wurde und von der Europäischen Kommission in einer entsprechenden Leitlinie 2015 umgesetzt wurde. Hier ist definiert, wie die Kapazitätsvergabe und das Engpassmanagement umgesetzt werden muss. Für Details zu den Gebieten des Market Coupling sei auf Teil 1 A II 2 a bb verwiesen.

Die EU misst einem vollständig integrierten Energiebinnenmarkt eine hohe Bedeutung zu. Dies wird auch in der Mitteilung der europäischen Kommission zur **Energieunion** in 2015 nochmals bekräftigt: „Ziel einer krisenfesten, auf einer ehrgeizigen Klimapolitik basierenden Energieunion ist die Versorgung der Verbraucher in der EU – d. h. der Privathaushalte und Unternehmen – mit sicherer, nachhaltiger, auf Wettbewerbsbasis erzeugter und erschwinglicher Energie."[53] 90

Insgesamt ist der **Stand der Liberalisierung und des Wettbewerbs** in den einzelnen nationalen Energiemärkten jedoch noch erheblich unterschiedlich. Während beispielsweise in Großbritannien, Skandinavien und Deutschland der Wettbewerb auf allen Stufen der Wertschöpfungkette außerhalb der Netze möglich ist und auch stattfindet, können in anderen Ländern weiterhin noch nicht alle Endkunden ihren Lieferanten frei wählen. Auf der Großhandelsebene existiert jedoch in vielen Ländern ein deutlicher Wettbewerb. In geografischen Regionen mit Markt Coupling sind diese Märkte auch eindeutig europäisch integriert.

#### Bundesrepublik Deutschland

In Deutschland wurden die entsprechenden Vorgaben der EU zunächst mit der Novellierung des **Energiewirtschaftsgesetzes (EnWG)** 1998[54] umgesetzt. Dabei war zwar die Öffnung der Netze für andere Anbieter von Elektrizität und Gas vorgesehen, aber zunächst basierend auf dem Prinzip des verhandelten Netzzu- 91

51 *ENTSO-E*, Capacity Allocation and Congestion Management (CACM) abgerufen unter *https://www.entsoe.eu/network_codes/cacm/* (27. 08. 2020).

52 *ENTSO-E*, Forward Capacity Allocation (FCA) abgerufen unter *https://www.entsoe.eu/network_codes/fca/* (27. 08. 2020).

53 *EU Kommission*, Paket zur Energieunion, COM(2015) 80, abgerufen unter *http://www.europarl.europa.eu/RegistreWeb/search/simple.htm?reference=COM_COM*(2015)0080&lg=DE&current-Page=1 (27. 08. 2020).

54 BGBl. I S. 730, 1, BGBl. III 752-2 vom 24. April 1998, Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG).

gangs. Im Rahmen entsprechender Bemühungen der beteiligten Verbände wurden hierfür Mustervereinbarungen ausgehandelt. Im Strombereich entstand dabei die **Verbändevereinbarung II (VV2)**, in der letzten Fassung VV2plus[55]. Sie regelte die wichtigsten Vorgänge für die Nutzung der Netze durch Lieferanten, stellte jedoch kein verbindliches Regelwerk dar, so dass die Anwendung dieser Regelungen auf freiwilliger Basis durch die Netzbetreiber erfolgte, die sich aber nicht alle unbedingt an die Vereinbarungen halten mussten. Diese Inhomogenität erschwerte das Agieren für Lieferanten erheblich, die bundesweit in allen Netzgebieten Kunden beliefern wollten, so dass eine wichtige Neuerung in der Revision des EnWG diesen Bereich betraf. Für Gas war eine ähnliche Entwicklung vorhanden.

92 Bei der Neuregelung des **EnWG 2005**[56] war speziell die wichtige, weiter vertiefte Entflechtung von Netz und Wettbewerbsbereich in den vormals integrierten Unternehmen sowie die Schaffung eines Regulierers für die Energienetze von besonderer Bedeutung. Die Aufgaben des Regulierers für die Energienetze wurden der **Bundesnetzagentur (BNetzA)**[57] bzw. für kleinere Netzbetreiber entsprechenden Landesregulierungsbehörden übertragen. Diese regulieren seither die Netzentgelte, die BNetzA gibt außerdem einheitliche verbindliche Regelungen für die Abwicklung der Netznutzung für alle Netzbetreiber vor. Seither wurde das Gesetz mehrfach revidiert, u. a. auch um weitere zwischenzeitlich ergangene EU-Vorgaben in nationales Recht umzusetzen. Die augenblicklich letzte Ergänzung erfolgte im Januar 2017[58]. Übersichten zur Entwicklung des EnWG können in entsprechenden Internetangeboten gefunden werden[59].

Aufgrund der empirisch unklaren Situation, ob sich Vollkosten für Erzeugungsanlagen in wettbewerblichen Strommärkten erwirtschaften lassen, hat die Bundesregierung zwischenzeitlich ein **Strommarktgesetz**[60] erlassen, das die langfristige Funktionsfähigkeit des Strommarkts und die Versorgungssicherheit im Strombereich sicherstellen soll. Dabei werden neben anderen Punkten als wichtigste Punkte für den Strommarkt die Nachfolgenden festgeschrieben[61]:

55 Verbändevereinbarung über Kriterien zur Bestimmung von Netznutzungsentgelten für elektrische Energie und über Prinzipien der Netznutzung vom 13. 12. 2001, BDI, VIK, VDEW, VDN, ARE, VKU abgerufen unter http://www.iwr.de/re/eu/recht/VVIIplus.pdf (13. 3. 2017).

56 BGBl. 2005 I S. 1970 vom 12. Juli 2005, Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG).

57 *Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA)* vgl. www.bundesnetzagentur.de (11. 03. 2021).

58 BGBl. 2017 I S. 130 vom 2. Februar 2017, Gesetz zur Änderung der Vorschriften zur Vergabe von Wegenutzungsrechten zur leitungsgebundenen Energieversorgung.

59 Z. B. https://www.buzer.de/gesetz/2151/l.htm (27. 08. 2020).

60 BGBl. 2016 I S. 1786 vom 26. Juli 2016, Gesetz zur Weiterentwicklung des Strommarktes (Strommarktgesetz).

61 *Deutscher Bundestag*, 18. Wahlperiode, Drucksache 18/7317, Gesetzentwurf der Bundesregierung, Entwurf eines Gesetzes zur Weiterentwicklung des Strommarkts (Strommarktgesetz), 20. 01. 2016 abgerufen unter http://dip21.bundestag.de/dip21/btd/18/073/1807317.pdf (27. 08. 2020).

- Die bestehenden und **bewährten Mechanismen** des liberalisierten Strommarkts sollen **gestärkt** werden: Die **freie wettbewerbliche Preisbildung** am Strommarkt wird zugesichert, das Auftreten von **Preisspitzen** zugelassen.
- Weiterentwicklung der Regelungen zur Bilanzkreisbewirtschaftung unter **Stärkung der Verantwortung der Bilanzkreisverantwortlichen**.
- Weitere **Erhöhung der Transparenz im Strommarkt** durch Einrichtung einer nationalen Informationsplattform
- Absicherung der Versorgungssicherheit durch die Einführung einer **Kapazitätsreserve**, die dem Ausgleich zwischen Angebot und Nachfrage dient, wenn trotz freier Preisbildung am Strommarkt kein ausreichendes Angebot existiert.
- Verlängerung der **Netzreserve** aus zur Stilllegung angemeldeten systemrelevanten Kraftwerken zur Überbrückung von Netzengpässen gegen Kostenerstattung.
- Einführung einer **„Klimaschutzreserve"**: 2,7 GW an Erzeugungskapazität aus älteren Braunkohlekraftwerken wird gegen Kostenerstattung in eine Kaltreserve überführt, um die Emission von Klimagasen zu reduzieren.
- Verbesserung des periodischen **Monitorings zur Versorgungssicherheit** an den Strommärkten.

Mit dem im Jahr 2020 verabschiedeten Kohleausstiegsgesetz[62], das zum einen das neue Kohleverstromungsbeendigungsgesetz (KVBG) und zum anderen Änderungen am Treibhausgas-Emissionshandelsgesetz (TEHG) sowie anderen Gesetzen enthält, wird nicht direkt in die Marktmechanismen an den Großhandelsmärkten eingegriffen. Allerdings ist davon auszugehen, dass sich der damit gesetzlich beschlossene „Kohleausstieg" durch die strukturelle Veränderung in der Erzeugungsstruktur auf den Strommarkt auswirken wird. Durch die mit der Änderung des TEHG verbundene Reduktion der Ausgabemenge an EU-Emissionszertifikaten soll sichergestellt werden, dass der Emissionsminderungseffekt durch die Stilllegung der Kohlekraftwerke auch tatsächlich auf EU-Ebene zu entsprechenden Emissionsminderungen führt, indem die hierdurch im EU-Emissionshandelssystem (EU ETS) verfügbare Menge an Zertifikaten entsprechend verringert wird. Hierdurch soll vermieden werden, dass derselbe Effekt eintritt, wie in Teil I A II 2 e) bb) im Zusammenhang mit dem Erneuerbaren Energien Gesetz (EEG) beschrieben, der den tatsächlich eintretenden Emissionsminderungseffekt aufhebt bzw. zumindest deutlich reduziert.

Aus Sicht des EU ETS ist jedoch festzustellen, dass dieselben Emissionsminderungen durch die singuläre Reduktion der auszugebenden Menge an Emissionszertifikaten ebenfalls erreicht werden könnte und damit der im KVBG festgelegte komplexe und kostenintensive Mechanismus zur Stilllegung der Anlagen nicht benötigt würde, um denselben Klimaschutzeffekt zu erzielen. In dieser

62 BGBl. 2020 I 37 S. 1818 vom 13. August 2020, Gesetz zur Reduzierung und zur Beendigung der Kohleverstromung und Änderung weiterer Gesetze (Kohleausstiegsgesetz).

Hinsicht ist das KVBG im Hinblick auf eine kosteneffiziente Erreichung von Klimaschutz kritisch zu bewerten.

*c) Nutzen von wettbewerblichen Energiemärkten*

93 **Wettbewerblich organisierte Großhandelsmärkte** für Energie weisen aus ökonomischer Sicht die in Teil 1 A 2 c) dargestellten Eigenschaften im Hinblick auf eine **effiziente Allokation** und Steuerung von knappen Gütern auf. Da Energie in aller Regel ein knappes Gut darstellt, ist diese Funktion der Märkte von hoher Bedeutung für die Funktionsfähigkeit der Energiewirtschaft. Aufgrund der Bedeutung von Energie für die Volkswirtschaften, gibt es jedoch häufig **Eingriffe seitens der Politik**, die z. B. die Versorgungssicherheit, Umweltaspekte oder soziale Verteilungsfragen adressieren.

94 Die **leitungsgebundenen Energieträger** waren wie in den Abschnitten a) und b) dargestellt, in vielen Ländern für lange Zeiträume nicht wettbewerblich sondern monopolistisch organisiert, so dass **Energiemärkte** für diese Energieträger eine **neuere Entwicklung** darstellen. Entsprechend sind diese jungen Märkte, in Deutschland sind sie seit 1998 liberalisiert, in der Vergangenheit immer wieder **umstritten** gewesen. Speziell die durch ansteigende Brennstoffpreise und die Einführung des Emissionshandels verursachten hohen Preisanstiege in den Jahren 2005 bis 2008 haben zu kritischen Diskussionen in der Öffentlichkeit geführt. In Folge wurden zahlreiche Maßnahmen zur Überwachung dieser Märkte eingeführt. Vorwürfe hinsichtlich breit angelegter Marktmanipulationen im Elektrizitätsmarkt in Deutschland konnten jedoch - trotz verschiedener Untersuchungen - bislang nicht als begründet bestätigt werden.

Zwischenzeitlich wird allgemein davon ausgegangen, dass die **Strom- und Gasmärkte auf Großhandelsstufe** in Deutschland weitgehend europäische Märkte sind, bei denen eine **hohe wettbewerbliche Intensität** herrscht und deren Verhalten einem vollkommenen Markt (vgl. Teil 1 A 2 d)) nahe kommt. Daher kann erwartet werden, dass die Vorteile von wettbewerblichen Märkten, die in der ökonomischen Theorie beschrieben sind, auch empirisch in diesen Märkten erreicht werden können.

95 Verschiedene Marktteilnehmer treffen sich an den Großhandelsmärkten mit unterschiedlichen Interessen: Ein Teil der Akteure möchte Energie verkaufen, ein anderer Teil möchte dagegen Energie kaufen. Die Mechanismen des Markts führen zum Ausgleich dieser unterschiedlichen Interessen und steuern damit die Allokation der betreffenden Ressource Energie. Dies ist sowohl aus **gesamtwirtschaftlicher Sicht** als auch **betriebswirtschaftlicher Sicht einzelner Akteure** von Relevanz.

96 Aus **gesamtwirtschaftlicher Perspektive** ist die effiziente Allokation knapper volkswirtschaftlicher Ressourcen relevant. Sowohl in der volkswirtschaftlichen Theorie, als auch in empirischen Beobachtungen ist festzustellen, dass dies i. d. R. auf Basis von Wettbewerb mit Koordination durch Märkte effizient funktioniert.

Dabei ist als Resultat festzustellen, dass nicht ausschließlich das **Sinken von Endkundenpreisen**, wie das in der Anfangszeit der Liberalisierung der Energiewirtschaft in den Märkten zu beobachten war, ein Maßstab für die Effizienz darstellt. Solange diese höheren Preise durch den Anstieg der Refinanzierungskosten der Energiewirtschaft begründet werden könnten, wären auch höhere Preise noch gesamtwirtschaftlich als effizient gerechtfertigt. Dabei wird unterstellt, dass die **Allokation von Kapital in der Gesamtwirtschaft verbessert** wird, das auch für die Investitionen in der Energiewirtschaft benötigt wird. 97

Solange die Energiewirtschaft monopolistisch organisiert war, stand dieser Branche aufgrund der geringeren Risikoexposition Kapital kostengünstiger (d. h. zu niedrigeren Zinssätzen) zur Verfügung als anderen Wirtschaftszweigen, die im Wettbewerb stehen. Dies führt dazu, dass die Energiewirtschaft aufgrund der günstigeren Refinanzierung verstärkt Risiken durch Kapitaleinsatz gemanagt hat. Beispielsweise sind hierdurch erhebliche Überkapazitäten entstanden, die dazu dienten das Risiko von Versorgungsengpässen zu vermeiden. Gesamtwirtschaftlich ist dies nicht effizient, da das Kapital anderen Branchen damit entzogen wird.

Aus **betriebswirtschaftlicher Perspektive** ermöglichen die Energiemärkte den Akteuren ihre Risiken, die durch den Wettbewerb am Markt entstehen, zu managen. Liquide Großhandelsmärkte mit ihren Möglichkeiten zum Management von Risiken erleichtern auch den Einstieg von neuen Akteuren erheblich. Daneben bieten Sie auch für spekulative Marktteilnehmer Potentiale, die durch das gezielte Eingehen von Risiken beabsichtigen, Erträge zu erwirtschaften. Auch wenn die Spekulation zunächst eher dem Selbstzweck Gewinnstreben dient, unterstützen spekulativ agierende Akteure durch Schaffung von Liquidität in den Märkten und Übernahme von Risiken die Funktionsfähigkeit der Märkte für die o. a. Unternehmen, die ihre Risiken managen, und sind daher für die Funktionsfähigkeit der Märkte von Bedeutung. 98

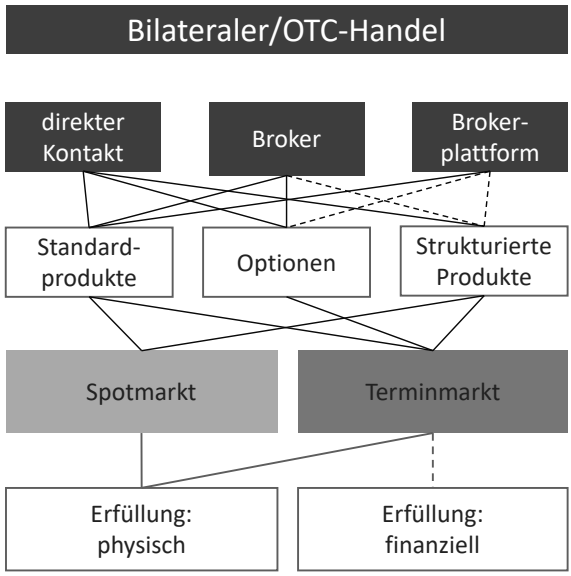
## 5. OTC-Handel in Energiemärkten

Unter **OTC-Handel (Over-the-Counter-Handel)** wird der **bilaterale Handel** verstanden, der zu einem direkten Vertragsschluss zwischen zwei Parteien führt. Aufgrund der üblicherweise geltenden Vertragsfreiheit können – je nach geltendem Ordnungsrahmen – solche bilateralen Geschäfte im Prinzip zwischen den Vertragsparteien frei gestaltet werden. Dies gilt auch für den Spezialfall von leitungsgebundenen Energieträgern, wenn eine diskriminierungsfreie Nutzung der Netzinfrastruktur sichergestellt ist, was ohnehin Grundlage für einen wettbewerblichen Markt ist. 99

Dies führt dazu, dass die **Bandbreite** an möglichen Geschäftsstrukturen im OTC-Markt sehr breit gefächert ist. OTC können im Prinzip alle Produkte gehandelt werden, wenn ein entsprechender Vertragspartner individuell gefunden werden kann. Abbildung 7 ordnet schematisch die wichtigsten Varianten von OTC-Geschäften nach Art der Vermittlung, Lieferzeitraum und Produkttyp ein.

100 Geschäfte im OTC-Markt werden entweder **direkt bilateral** angebahnt, indem ein Händler mit einem anderen Kontakt aufnimmt (telefonisch, elektronisch oder persönlich) oder einen **Vermittler (Broker)** beauftragt, Kontakt zu einem anderen Händler herzustellen, der bereit ist, das angebotene Geschäft abzuschließen. Ein Spezialfall, der in vielen Märkten erheblich Bedeutung gewonnen hat und heute einen großen Anteil des OTC-Handels ausmacht, sind **elektronische Brokerplattformen**. Hier betreiben Broker elektronische Plattformen auf denen von teilnehmenden Händlern entsprechende Gebote eingestellt werden können, die dann von anderen teilnehmenden Händlern direkt auf der elektronischen Plattform „abgeklickt", also per elektronischer Auswahl angenommen werden können.

Aufgrund der Notwendigkeit der strukturierten Darstellung auf solch einer Plattform, sind dort ausschließlich die standardisierten Produkte handelbar, die der Broker auf seiner Plattform als handelbar definiert hat. Optionen können daher auf einer Plattform nur begrenzt in Form von standardisierten einfachen




**Ausnahme Pflicht-Pool:**
Im Fall von verpflichtenden Poolmärkten können physische Geschäfte nur über den Pool abgewickelt werden (day-ahead). In diesem Fall handelt es sich bei allen anderen Geschäften um finanzielle Verträge.

**Abbildung 7:** Variante von OTC-Geschäften

Quelle: *Hufendiek K.*, Vorlesungsunterlagen Energiemärkte & Energiehandel, IER, Universität Stuttgart, 2016

Optionen gehandelt werden, strukturierte Produkte können nicht angeboten werden.

Im Fall einer Vermittlung durch Broker werden sowohl Standardgeschäfte als auch Optionen gehandelt, wobei auch hier i. d. R. die Komplexität der Produkte nicht zu hoch sein sollte. Steigt die Komplexität zu stark an, so lohnt sich der Einsatz eines Brokers kaum, weil die Verhandlung mit dem Vertragspartner den wesentlichen Teil der Geschäftsanbahnung umfasst, die der Broker üblicherweise nicht begleitet. Strukturierte Produkte, die nicht nah an einer Standardisierung liegen, werden daher üblicherweise nur bilateral gehandelt.

Generell gilt, dass der Aufwand einer Vermittlung immer in einem sinnhaften Verhältnis zum Umfang des Geschäfts stehen muss. Eine persönliche bilaterale Anbahnung mit mehreren Verhandlungsrunden wird sicherlich nur für strukturierte Geschäfte größeren Umfangs lohnend sein. Je besser ein Geschäft einem Standard entspricht und je geringer das Volumen, desto einfacher muss ein Vertragsabschluss zu tätigen sein, um die Transaktionskosten gering zu halten. Dies begründet letztlich den wachsenden Erfolg der Brokerplattformen, die einen sehr einfachen Geschäftsabschluss ermöglichen und für die eine standardisierte Vermittlungsgebühr (Brokerage) fällig wird, die i. d. R. wesentlich geringer als die für ähnliche Produkte gültigen Börsengebühren ausfällt.

Im **Spotmarkt** können neben Standardgeschäften auch spezielle Vertragsstrukturen gehandelt werden. Optionalitäten jedoch kaum, weil bei einer direkten Lieferung ein Wahlrecht nur begrenzt Sinn entfaltet. Im **Terminmarkt** haben dagegen alle drei Geschäftstypen ihre Berechtigung. Im Spotmarkt ist aufgrund der zeitnahen Lieferung eine finanzielle Erfüllung wenig sinnhaft, so dass hier üblicherweise nur eine physische Lieferung vorkommt. In den Terminmärkten können OTC jedoch typischerweise beide Erfüllungsarten auftreten. 101

Einen Spezialfall bilden **Poolmärkte** an denen eine Verpflichtung besteht, physische Geschäfte aufgrund einer entsprechenden Nominierungspflicht, am zentralen Marktplatz „Pool“ abzuwickeln. Hier können OTC dann ausschließlich finanzielle Geschäfte getätigt werden. 102

## II. Energiemärkte

### 1. Überblick

Den Energiemärkten sind grundsätzlich **alle Märkte** zuzurechnen, auf denen **Energieträger gehandelt** werden. Die Entstehung von Energiemärkten im großen Stil ist eng mit der Geschichte der **Industrialisierung** verbunden, da im Rahmen der Industrialisierung speziell der fossile Energieträger Kohle für die schnell wachsende Industrie einen wichtigen Produktionsfaktor darstellte. Seither wird Energie und damit Energieträger in großem Umfang gefördert und genutzt. Da die Eigentümer der Förderung und die Nachfrager im Sinne einer Arbeitsteilung und Spezialisierung (vgl. Teil 1 A I 1 b)) nicht notwendigerweise dieselben waren, führte dies zur Ausprägung von Energiemärkten, auf denen zunächst der Energieträger **Kohle** ver- und gekauft wurde. 103

Die **Versorgung mit Energie** war zunächst von physischen Versorgungs- und Transportproblemen dominiert und daher eher eine lokale Aufgabe, weshalb die Industrialisierung zunächst vor allem in den Kohlezentren Europas einen wesentlichen Aufschwung brachte. Daher waren diese frühen Energiemärkte noch keine Märkte im Sinne weltweiter Commodity-Märkte.

104 Diese entwickelten sich wesentlich dann mit dem **Aufstieg des Energieträgers Erdöl** zum wichtigsten Energieträger aller industrialisierten Volkswirtschaften. Jetzt waren der Transport – auch aufgrund des zwischenzeitlich eingetretenen technischen Fortschritts im Transportsektor – kein wesentliches Problem mehr, außerdem war nur in wenigen weltweiten Regionen Erdöl lokal verfügbar, sodass sich hier bald ein durch die großen Ölgesellschaften geprägter Welthandel mit Erdöl und später dann auch mit Ölprodukten entwickelte. Mit zunehmendem Umsatz standardisierten sich hier Vorgänge und die Indifferenz des gehandelten Produkts für die Käufer nahm zu, so dass sich die Märkte „commoditisierten". Es entstanden auch derivative Produkte, insbesondere Futures, die die Marktliquidität weiter erhöhten.

Aufgrund der historischen Entwicklung und der weiterhin vorhandenen Eigenschaft, dass Kohle mit dem größten Anteil bis heute regional genutzt wird, setzte die Entwicklung hin zu Commodity-Märkten bei Kesselkohlen erst sehr viel später ein. Heute sind diese Märkte – wenn auch nicht mit einer vergleichbar hohen Liquidität wie der Ölmarkt – auch als Commodity-Märkte ausgeprägt. Auch hier können zwischenzeitlich standardisierte derivative Kontrakte gehandelt werden.

105 Eine wesentlich andere Entwicklung nahmen die **leitungsgebundenen Energieträger Strom und Erdgas**. Aufgrund ihrer Bindung an entsprechende Netze und die Bedeutung der Energieträger für die einzelnen Volkswirtschaften, wird der Sicherheit der Versorgung mit diesen Energieträgern ein besonderes Augenmerk zuteil. Daher wurden sowohl die Elektrizitäts- als auch die Erdgaswirtschaft zunächst als netzgebundene Monopole aufgebaut. Die Möglichkeit, Netz und Energie zu trennen und im Energiebereich Wettbewerb zuzulassen ist hier ein vergleichsweise neuer Gedanke (vgl. Teil I A I 4). Allerdings haben sie bezüglich der Ausprägung als Commodity-Märkte aufgrund der Netzgebundenheit dann einen wesentlichen Vorteil gegenüber anderen Energieträgern: Die Commodity ist auch physikalisch gesehen wirklich homogen. Sie stellen daher – obwohl erst spät entwickelt –, wenn die Randbedingungen für einen fairen Wettbewerb geeignet gesetzt werden, heute interessante Märkte speziell im Hinblick auf das Marktverhalten von Commodity-Märkten dar. Sie sollen daher im nachfolgenden fokussiert betrachtet werden.

Im Zusammenhang mit Energiemärkten werden häufig auch **Emissionsmärkte** genannt. Den weltweit wichtigsten Emissionsmarkt stellt zwischenzeitlich sicherlich das EU-Emissionshandelssystem (EU ETS) dar. Es existieren jedoch auch andere Emissionsmärkte, insbesondere wurden in den USA bereits früh ähnliche, allerdings regionale Systeme eingeführt, die der Reduktion anderer Luftschadstoffe dienten. Emissionsmärkte und insbesondere das EU ETS werden

häufig mit Energiemärkten gemeinsam betrachtet, gibt es doch aufgrund der fossilen Stromerzeugung vielfache Verbindungen zwischen dem EU ETS und den europäischen Strommärkten.

Theoretisch betrachtet sind die Emissionsmärkte jedoch keine Commodity-Märkte, da hier keine Ware gehandelt wird. Dies ist auf den ersten Blick zwar nicht sofort einsichtig, werden doch Emissionszertifikate gehandelt, die eine Ware darstellen könnten. Auf den zweiten Blick wird jedoch im Vergleich mit anderen Waren klar, dass Zertifikate keine Waren darstellen: Wenn für einen physischen Bedarf eine Ware benötigt wird, die nicht zum richtigen Zeitpunkt am richtigen Ort vorhanden ist, kann der Bedarf nicht befriedigt werden und der angestrebte Nutzen entfällt. Ist beispielsweise Kohle am Kohlekraftwerksstandort physisch nicht vorhanden, **kann** kein Strom produziert werden. Fehlen dagegen Emissionszertifikate **darf** kein Strom produziert werden, er kann aber sehr wohl dennoch erzeugt werden. Dieser zunächst geringfügig erscheinende Unterschied ist jedoch für die theoretische Betrachtung der Märkte und deren Verhalten erheblich. Fehlt Kohle, kann der Kraftwerksbetreiber nicht produzieren, fehlen Emissionszertifikate, wird der Kraftwerksbetreiber nur deshalb nicht produzieren, weil er die damit verbundenen staatlichen Sanktionen (oder einen Imageschaden) fürchtet.

Der Wert eines Emissionszertifikats hängt somit im Gegensatz zur Commodity, davon ab, dass die staatliche Ordnung den Wert einprägt und am Ende garantiert, dass das Emissionszertifikat zur Befriedigung der Abgabepflichten auch eingesetzt werden kann. Bei Commodities steckt der Wert dagegen in den physischen Eigenschaften der Ware. Diese müssen immer zu gewissen Kosten produziert oder gewonnen werden und sind damit per se mehr oder weniger knapp. Die Emissionszertifikate sind nur dann knapp, wenn die staatliche Ordnung für eine entsprechende Knappheit sorgt und damit implizit einen Wert schafft.

Diese Eigenschaft von Emissionszertifikaten weist eine **hohe Ähnlichkeit zu Währungen** auf: Geld stellt im Grunde auch ein Zertifikat dar, dem die staatliche Ordnung einen Wert zuweist und die verfügbare Menge bestimmt. Entfällt diese staatliche Ordnung, wird Geld wertlos, dies würde für die Emissionszertifikate analog gelten. Wird diese Analogie weiter vertieft, könnte in der Steuerung der neu geschaffenen Marktstabilitätsreserve im EU ETS (sicherlich sehr stark vereinfachend) eine Analogie zur Geldmengensteuerung der Notenbanken gesehen werden. Dies verdeutlicht, dass der zunächst nur gering erscheinende Unterschied zu Commodity-Märkten zu einem wesentlich anderen Verständnis der Emissionsmärkte führt.

## 2. Strom

### *a) Einleitung*

#### *aa) Historische Entwicklung Vertragsstrukturen*

Wie im vorangegangenen Abschnitt bereits erwähnt, ist die Elektrizitätsversorgung als netzgebundene Energieversorgung zunächst aufgrund spezieller Rege- 106

lungen in nahezu allen Staaten als **integrierte Versorgung mit Gebietsmonopolen** entstanden. Mit diesen Gebietsmonopolen war für die – oftmals öffentlichen – Unternehmen der Stromversorgung gleichzeitig eine Anschlusspflicht für alle Abnehmer verbunden. Sie mussten ihre Netze und die Erzeugungskapazitäten so auslegen, dass alle Abnehmer im Versorgungsgebiet ausreichend mit Elektrizität versorgt werden konnten. Im Gegenzug durften die Unternehmen als Monopolisten ihre Preisgestaltung unter staatlicher Aufsicht so vornehmen, dass sie die mit dieser Versorgungsaufgabe verbundenen Kosten auf die Abnehmer wälzen konnten. Dieses sogenannte **„Cost plus"-Regime** wurde von den Aufsichtsbehörden dahingehend überwacht, dass das „Plus", was die Rendite des Unternehmens beeinflusste, angemessen ausfiel.

Die Unternehmen waren dabei als **integrierte Unternehmen** aufgestellt. Im Falle der großen **„integrierten Verbundunternehmen"**, die auch die Übertragungsnetze betrieben und damit für die Netzstabilität ihrer Regelzone verantwortlich zeichneten, umfasste dies alle Wertschöpfungsstufen. Dies ist in Abbildung 8 oben schematisch aufgezeigt. Hier sind auch die Wertschöpfungsstufen zu erkennen, die ein solches integriertes Verbundunternehmen betreibt: Erzeugung und Kundenbelieferung sowie der Betrieb der Übertragungs- und Verteilnetze im eigenen Besitz. Gesteuert wird das gesamte Geschäft über eine integrierte Betriebsführung.

107 Unternehmen, die als **„Verteiler-EVU"** innerhalb dieser Regelzonen mit nachgelagerten Verteilnetzen aktiv waren, mussten aufgrund des Monopolstatus Strom aus dem vorgelagerten Netz und damit von diesem Versorgungsunternehmen beziehen. Stromverkäufe (außer an am eigenen Netz angeschlossene

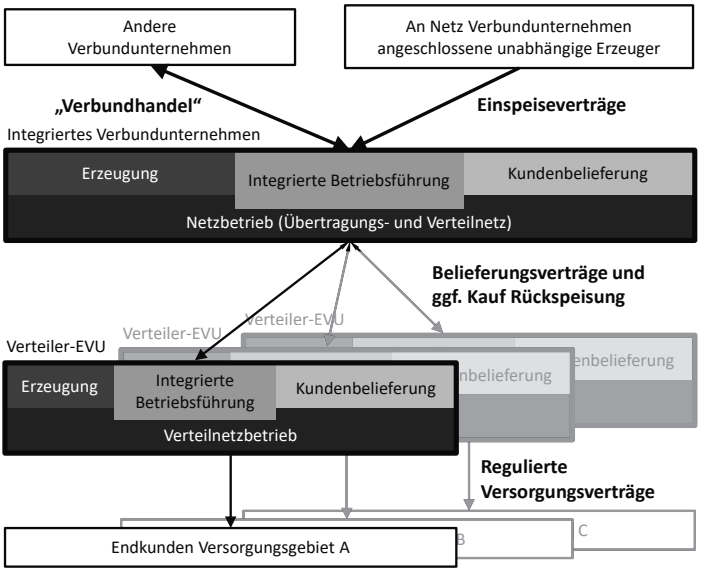



**Abbildung 8:** Vertragsbeziehungen in der monopolistischen Stromwirtschaft

Endabnehmer – eigenes Versorgungsgebiet) waren ebenfalls nur mit dem vorgelagerten EVU möglich, weil sie in dessen Netz eingespeist werden mussten und „Durchleitung" nicht möglich war. Die Konditionen waren über Bezugs- und Lieferverträge geregelt. Aufgaben der Verteiler-EVU waren damit die Kundenbelieferung, ggf. (hier waren nur die größeren Verteiler-EVU aktiv) Erzeugung und der Verteilnetzbetrieb. Die Koordination erfolgte durch eine integrierte Betriebsführung (vgl. Abbildung 8).

Ein begrenzter wettbewerblicher Markt für Strom existierte dabei lediglich zwischen benachbarten Verbundunternehmen. Jedes Unternehmen konnte aufgrund Netzverbindungen zu den Nachbarnetzen mit diesen Nachbarn Stromgeschäfte tätigen. Dieser als **„Verbundhandel"** bezeichnete Großhandel konnte jedoch nur unter einer klar begrenzten Anzahl benachbarter Verbundunternehmen stattfinden. Markteintritte oder Austritt waren nicht möglich, weil die Übertragungsnetze die Struktur vorgaben. Insofern kann der Verbundhandel nicht mit einem Großhandelsmarkt mit freiem Wettbewerb verglichen werden.

Durch die in der EU Ende der 1990er Jahre eingeführte **Liberalisierung der Strommärkte** (vgl. Teil 1 A 4 b)) veränderten sich die Vertragsstrukturen erheblich (Abbildung 9). Wesentliche Grundlage für die Ermöglichung von Wettbewerb ist die Öffnung der Netze zur Nutzung durch alle wettbewerblichen Akteure in gleicher Weise. Dieser diskriminierungsfreie Netzzugang zusammen mit dem „Unbundling" der vormals integrierten Unternehmen (vgl. Abbildung 6) ist die wesentliche Voraussetzung, um Wettbewerb im Strombereich zu ermöglichen. 108

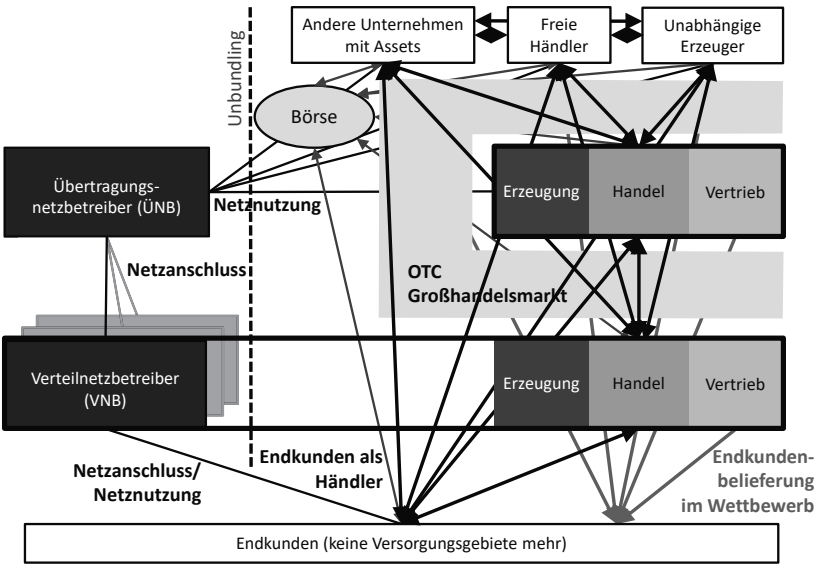



**Abbildung 9:** Vertragsbeziehungen im liberalisierten Strommarkt

Wie Abbildung 9 zeigt, verfügen **Endkunden** in einer solchen Struktur nicht mehr nur einen Liefervertrag, sondern haben zunächst einen Vertrag mit dem Anschlussnetzbetreiber bzgl. Netzanschluss und Netznutzung. Darüber hinaus können sie einen oder mehrere Lieferverträge mit Vertrieben abschließen, die ihnen die Belieferung mit Strom wettbewerblich anbieten (graue Linien). Hier sind aufgrund der Vertragsfreiheit im Prinzip beliebige Vertragsstrukturen denkbar. Kunden können auch, falls sie über lokale Erzeugung verfügen, diese an beliebige Käufer verkaufen und im Falle von großen Industriekunden auch beliebig an den Großhandelsmärkten als Händler tätig werden (schwarze Linien). Dies ist ausschließlich eine Frage der Größe, Marktein- und -austritte sind in den Märkten grundsätzlich möglich.

Um kleine Kunden, wie z. B. Privatkunden, nicht mit einer unnötigen Komplexität zu konfrontieren, bieten die wettbewerblichen Lieferanten (Vertriebe) hier i. d. R. integrierte Verträge an, die neben der vollständigen Belieferung mit Strom auch die Dienstleistung des Managements der Verträge mit dem Anschlussnetzbetreiber enthalten.

Eine Unterscheidung der **anderen wettbewerblichen Akteure** in Weiterverteiler und Verbundunternehmen ist in den nun entstandenen Strukturen obsolet. Sie sind im Prinzip gleichberechtigt und können entsprechend ihrer Geschäftsstrategie frei wählen, auf welchen wettbewerblichen Wertschöpfungsstufen Erzeugung, Handel und Vertrieb sie tätig sein wollen. Wenn Sie entsprechende Netznutzungs- bzw. im Fall von Erzeugern auch Netzanschlussverträge mit den Netzbetreibern abgeschlossen haben, sind sie darüber hinaus frei, mit welchen anderen Akteuren sie in den Großhandelsmärkten bilaterale Stromgeschäfte (Kauf oder Verkauf) eingehen wollen oder ob sie an der Börse tätig werden möchten. Dieser so entstandene wettbewerbliche Großhandelsmarkt ist offen für den **Markteintritt weiterer Akteure** (bzw. Marktaustritte), so dass in diesen Märkten häufig auch neue freie Händler, unabhängige Erzeuger oder andere Unternehmen mit Assets (wie z. B. Speicherbetreiber) anzutreffen sind. In Zukunft wird erwartet, dass sich verstärkt auch Energienachfrager mit dem Angebot von nachfrageseitiger Flexibilität oder Kleinerzeuger zumindest indirekt beteiligen werden.

Letztere Akteure und vor allem auch kleinere Unternehmen können jedoch als **Unterscheidungsmerkmal** aufgrund ihres kleinen Umsatzes mit den an den Großhandelsmärkten üblichen Losgrößen nicht direkt am Marktgeschehen teilnehmen. Sie können heute jedoch üblicherweise über Dienstleister und zukünftig sogenannte Aggregatoren dennoch von diesen Märkten profitieren.

*bb) Europäische Strommärkte*

109 Da die treibende Kraft der Liberalisierung der Strommärkte von der EU ausging, sollte die Situation in den unterschiedlichen EU-Mitgliedsstaaten im Grundsatz dieselbe sein, da für alle dieselben Richtlinien und Verordnungen gelten (vgl. Teil 1 A 4 b) bb)). De facto ist die **Umsetzung in die nationale Gesetzgebung**

jedoch **erheblich unterschiedlich** erfolgt, so dass zwischen den einzelnen Mitgliedsstaaten erheblich Differenzen zum Grad der Liberalisierung bestehen.

In einigen Ländern wie Großbritannien, Skandinavien oder Deutschland waren die gesamten **Endkundenmärkte** schon früh geöffnet, d. h. alle Endkunden waren in der Lage ihren Lieferanten frei zu wählen. Andere nationale Märkte wurden dagegen speziell im Endkundenbereich nur sehr zögerlich geöffnet. 110

Auf Ebene der **Großhandelsmärkte** haben verschiedene Maßnahmen der EU die Integration der verschiedenen nationalen Märkte und deren Marktöffnung wesentlich vorangebracht. Für die Verknüpfung der verschiedenen Marktgebiete ist in den vergangenen Jahren ein Market Coupling entwickelt worden, das die Netzengpässe zwischen den Marktgebieten implizit mit den Spotmärkten der Marktgebiete bewirtschaftet (vgl. auch Teil 1 A I 4 b) bb)). Zunächst war dieses Market Coupling auf einzelne Regionen wie z. B. Nordic, Central Western Europe (CWE) oder North Western Europe (NWE) beschränkt. Durch das Multi-Regional Market Coupling (MRC), sind nun die Spotmärkte verschiedener Regionen verbunden: Es umfasst zwischenzeitlich 20 EU-Länder und deckt damit rund 85 % des europäischen Strombedarfs ab[63](vgl. Abbildung 10). 111

Dabei unterscheidet sich die Tiefe der Kopplung für die verschiedenen Gebiete:

- Im CWE-Gebiet (Central Western Europe: A, B, D, F, LUX, NL) ist der Day Ahead Markt über ein Flow Based Market Coupling (FMBC) Verfahren gekoppelt[64]
- Im MRC-Gebiet (Multi Regional Coupling) sind die Marktgebiete des CWE-Gebiets mit den Skandinavischen und Baltischen Staaten, Slowenien, Kroatien, Italien, Spanien, Portugal, Großbritannien, Irland und die Grenze Schweden-Polen auf Basis von statischen Net Transfer Capacities (NTC) gekoppelt[65] (Single Day Ahead Coupling – SDAC)[66]
- Im 4M Market Coupling-Gebiet sind Tschechien, die Slowakei, Ungarn und Rumänien im Day Ahead-Markt miteinander verbunden
- Im Rahmen von XBID sind die Marktgebiete des CWE-Gebiets, der Skandinavischen und Baltischen Staaten, Spanien und Portugal, Polen, Tschechien,

63 *Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA)*, Kopplung der europäischen Stromgroßhandelsmärkte (Market Coupling)/Berechnung gebotszonenübergreifender Übertragungskapazitäten, abgerufen unter https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/HandelundVertrieb/EuropMarktkopplung/MarketCoupling.html (27. 08. 2020).

64 *EU Kommission*, Paket zur Energieunion, COM(2015) 80, abgerufen unter http://www.europarl.europa.eu/RegistreWeb/search/simple.htm?reference=COM_COM(2015)0080&lg=DE&current-Page=1 (27. 08. 2020).

65 *EU Kommission*, Paket zur Energieunion, COM(2015) 80, abgerufen unter http://www.europarl.europa.eu/RegistreWeb/search/simple.htm?reference=COM_COM(2015)0080&lg=DE&current-Page=1 (27. 08. 2020).

66 *All NEMO Committee*, Single Day Intraday Coupling, abgerufen unter http://www.nemo-committee.eu/sidc (27. 08. 2020).

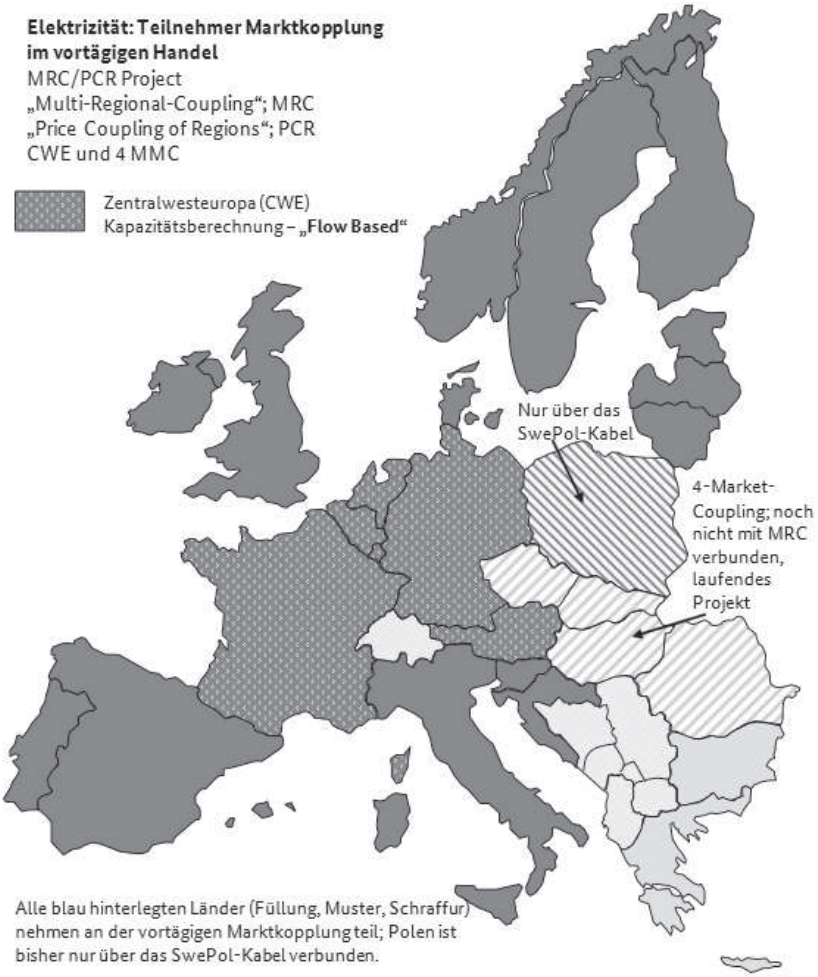



**Abbildung 10:** Market Coupling in den Spotmärkten

Quelle: *Bundesnetzagentur für Elektrizität, Gas, Telekommunikation, Post und Eisenbahnen (BNetzA)*, abgerufen unter *https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Bilder/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/Handel_Vertrieb/Day_ahead_Marktkopplung.jpg;jsessionid=7AC55E6F1D01CC5B19049E32E908F919?__blob=poster&v=4* (27. 08. 2020) (Abdruck der Abbildung mit freundlicher Genehmigung der BNetzA)

Slowenien, Kroatien, Ungarn, Rumänien und Bulgarien im kontinuierlichen Intraday-Handel (Single Intraday Coupling – SIDC) miteinander fest verbunden, ab Q1/2021 sollen noch Italien und Griechenland integriert werden[67]

67 BGBl. 2005 I S. 1970 vom 12. Juli 2005, Gesetz über die Elektrizitäts- und Gasversorgung (Energiewirtschaftsgesetz – EnWG).

Insofern kann davon ausgegangen werden, dass auf Ebene des Großhandelsmarkts für Strom ein **weitgehend europäischer Commodity-Markt** vorliegt. Allerdings ist dieser weiterhin in Marktgebiete mit unterschiedlichen Preisen gegliedert, die sich durch die im Übertragungsnetz vorhandenen Engpässe erklären lassen.

### *b) Netzzugang*

#### *aa) Unbundling*

Das Gabler Wirtschaftslexikon **definiert Unbundling** als „Trennung von Stufen der Wertschöpfungskette in vertikal integrierten Unternehmen."[68]

In der Energie- und Elektrizitätswirtschaft ist Unbundling die **Trennung des** regulierten und weiterhin als natürliches Monopol organisierten **Netzgeschäfts** auf Übertragungs- und Verteilnetzebene vom restlichen, im **Wettbewerb** stehenden Geschäft eines vormals integrierten Energieversorgungsunternehmens (EVU). Diese Trennung und die diskriminierungsfreie Nutzung der jeweiligen Netze durch alle Akteure ist die **Grundlage**, dass **Wettbewerb** bei leitungsgebundenen Energieträgern und damit auch bei Strom stattfinden kann (vgl. Teil 1 A 4 b)), da speziell der diskriminierungsfreie Netzzugang für alle Akteure abgesichert werden muss.

Da die Netzbetreiber in der EU und in Deutschland der Regulierung unterliegen, wacht der Regulierer auch über die Einhaltung der entsprechenden Vorgaben zum Unbundling. Dabei gibt es verschiedene Arten, das Unbundling zu unterscheiden[69]: 112

- **Informatorisches Unbundling**: Informationen dürfen zwischen den unbundelten Bereichen nicht ausgetauscht werden
- **Organisatorisches Unbundling**: Die verschiedenen Organisationsbereiche der zu trennenden Geschäftsbereiche sind personell und bzgl. der Verantwortung/Berichtslinie zu trennen. Je nach Tiefe des organisatorischen Unbundling sind unter Einhaltung gewisser Regeln die Nutzung von shared services (z. B. Fuhrpark, Kantine) möglich oder auch untersagt, analoges gilt für die Schaffung von Personalunionen auf verschiedenen zu trennenden Positionen.
- **Buchhalterisches Unbundling**: Die Kontenführung für die zu trennenden Bereiche hat separat zu erfolgen, ggf. müssen auch spezielle Vorgaben bis hin zur getrennten Rechnungslegung erfüllt werden
- **Gesellschaftsrechtliches Unbundling**: Die zu trennenden Geschäftsbereiche sind in unterschiedliche rechtliche Gesellschaften zu trennen. Damit ist

68 *Springer Gabler Verlag (Hrsg.)*, Gabler Wirtschaftslexikon, Stichwort: Unbundling, abgerufen unter http://wirtschaftslexikon.gabler.de/Archiv/147113/unbundling-v4.html (28. 08. 2020).

69 *Erdmann G., Zweifel P.*, Energieökonomik, Theorie und Anwendungen, Springer, Heidelberg, 2010. S. 334 f.

mindestens ein organisatorisches und buchhalterisches Unbundling verbunden.

– **Eigentumsrechtliches Unbundling**: Eigentümer, die im regulierten Bereich tätig sind, dürfen nicht zugleich Eigentümer von Gesellschaften sein, die im Wettbewerbsbereich tätig sind und vice versa. Da diese Vorgabe ggf. in Konflikt mit dem Recht auf Eigentum tritt (bei der Trennung vormals integrierter Unternehmen), ist diese Vorgabe zwar für Übertragungs- und Transportnetzbetreiber in der Gesetzgebung entsprechend vorgesehen, lässt aber zusätzlich zwei alternative Modelle zu, die nicht zu eigentumsrechtlichem Maßnahmen führt (vgl. Teil 1 A 4 b).

*bb) Netzzugang in Deutschland*

113 Der Netzzugang in Deutschland ist **reguliert**. Das bedeutet, dass der Gesetzgeber in der Umsetzung durch die Regulierungsbehörde regelt[70], unter welchen Kriterien und zu welchen Entgelten die jeweiligen Netzbetreiber Netznutzern ihre Netze für die Nutzung zur Verfügung stellen müssen und wie diese Entgelte zu kalkulieren sind.

**Netznutzer** sind

– Letztverbraucher, die Strom aus den Netzen entnehmen, um ihren Bedarf zu decken
– Erzeuger, die Strom in die Netze einspeisen

Sie müssen ihre Beziehung zu den jeweiligen Netzbetreibern über entsprechende standardisierte Verträge (z. B. Netzanschluss bzw. Netznutzung) regeln, die auch technische Anforderungen festschreiben, damit sie Strom aus dem Netz entnehmen können bzw. Strom in die Netze einspeisen dürfen.

114 Im Grundsatz wird das gesamte Elektrizitätssystem dafür betrieben, dass alle Letztverbraucher zur richtigen Zeit die benötigte Menge Strom zur Deckung ihrer Nachfrage zur Verfügung haben. An diesem Grundsatz orientiert sich Tarifierung für die Netznutzung als Point-of-Connection-Tarif[71]: Alleine die **Letztverbraucher**, die Strom aus dem Netz entnehmen, müssen für die Netznutzung bezahlen und mit ihren **Netzentgelten** die Netze finanzieren. Einspeiser müssen keine Netzentgelte tragen. Zur Unterstützung der Funktionsfähigkeit der wettbewerblichen Märkte hat sich eine Marktgebietsstruktur herausgebildet, die keine explizite Festlegung von Transporten innerhalb des Marktgebiets kennt. Damit kann auch keine entfernungsabhängige Entgeltstruktur implementiert werden. Für die Netznutzung muss ein einheitliches Netzentgelt entrichtet werden, das lediglich vom Anschlussnetz und der Netzebene des Anschlusses des Letztverbrauchers abhängig ist.

70 Wesentliche Grundlage ist BGBl. I S. 2225 vom 25. Juli 2005, Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV) zuletzt geändert BGBl. I S. 3106 am 22. Dezember 2016.

71 *Erdmann G., Zweifel P.*, Energieökonomik, Theorie und Anwendungen, Springer, Heidelberg, 2010. S. 322.

Die Netzentgelte für den jeweiligen Letztverbraucher **gliedern** sich üblicherweise in einen Leistungspreis bzw. Grundpreis und ein Arbeitsentgelt. Letzteres wird derzeit häufig kritisch hinterfragt, da sich für die Netze kaum eine arbeitsabhängige Kostenverursachung identifizieren lässt und insofern vermutet wird, dass sich hieraus Fehlanreize für das System ergeben. 115

Die konkreten Entgelte werden durch **Wälzung** gebildet. Ausgangspunkt ist das dem jeweiligen Netzanschluss vorgelagerte Höchstspannungsnetz[72]: Alle Kosten der Netz- und Umspannebene des Höchstspannungsnetzes werden anteilig auf die nachgelagerte Netz- und Umspannebene verteilt, so sie nicht direkten Entnahmen aus dem Höchstspannungsnetz zuzuordnen sind. In der nächsten Netz- und Umspannebene werden dann analog die Kosten dieser Ebene zuzüglich der gewälzten Kosten der vorgelagerten Ebene anteilig verteilt. Dies gilt für jede Ebene, bis der konkret zu betrachtende Netzanschluss erreicht ist.

*cc) Bilanzkreise*

Um die **Belieferung** und den **Austausch** von Strom **innerhalb der Netze** regeln zu können, ohne direkte Beziehungen zwischen einem Einspeisepunkt und einem Entnahmepunkt definieren zu müssen, werden auf Regelzonenebene Bilanzkreise gebildet. 116

**Regelzone**

Eine **Regelzone** bildet i. d. R. das Netzgebiet eines Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) einschließlich aller diesem Netz nachgelagerten Verteilnetze, die von anderen Netzbetreibern betrieben werden. Die Bezeichnung Regelzone rührt daher, dass es die Aufgabe des ÜNB ist, im Rahmen seiner Verantwortung für die Netzstabilität seiner Regelzone, diese auszuregeln. Dies erfolgt über einen technischen Regelkreis, der mit Hilfe von regelfähigen Kraftwerken, die der ÜNB zu diesem Zweck kontrahiert, das Randintegral der Regelzone permanent auf einen vorgegebenen Sollwert regelt. Dieser Sollwert entspricht der aus der Regelzone an andere Regelzonen zu exportierenden bzw. von dort zu importierenden Leistung. In Deutschland existieren vier Regelzonen, Betreiber sind die ÜNB 50 Hertz, Amprion, TenneT und TransnetBW (Abbildung 11). 117

Eine einzelne Regelzone muss dabei nicht gleichzeitig ein Marktgebiet bilden. Es können auch mehrere Regelzonen gemeinsam ein Marktgebiet bilden, wenn zwischen den Regelzonen keine Engpässe bestehen oder diese Engpässe durch die Netzbetreiber mit Hilfe von Redispatching so bewirtschaftet werden, dass die Händler und Lieferanten so gestellt werden, wie wenn es keine Engpässe gäbe. Dies ist beispielweise für die vier deutschen Regelzonen der Fall, die ein einheitliches Marktgebiet bilden. Das bislang deutsch-österreichische Marktgebiet wurde zwischenzeitlich aufgrund häufig auftretender struktureller Engpässe in zwei Marktgebiete aufgeteilt: Das deutsche Marktgebiet mit den vier deutschen 118

72 BGBl. I S. 2225 vom 25. Juli 2005, Stromnetzentgeltverordnung (StromNEV), zuletzt geändert BGBl. I S. 2269 am 30. Oktober 2020, § 14.

**Abbildung 11:** Regelzonen der deutschen Übertragungsnetzbetreiber (ÜNB)
Quelle: Bundesnetzagentur (BNetzA), Abdruck mit freundlicher Genehmigung der BNetzA

Regelzonen und das österreichische Marktgebiet mit der Regelzone Austrian Power Grid (APG).

**Bilanzkreise**

119 **Bilanzkreise** sind im Prinzip Konten, in denen die wettbewerblichen Akteure ihre physischen Energiegeschäfte, Einspeisungen aus Erzeugungsanlagen und Belieferungen von Letztverbrauchern deklarieren müssen. Diese Konten werden für eine gesamte Regelzone beim jeweiligen ÜNB eingerichtet. Die Bilanzkreisverantwortlichen sind dazu verpflichtet, den Bilanzkreis für jedes Abrechnungsintervall ausgeglichen zu halten, d. h. die Zuführungen und Abgaben aus dem Bilanzkreis müssen immer im Gleichgewicht sein. Abrechnungsintervall ist in Deutschland einheitlich eine Viertelstunde.

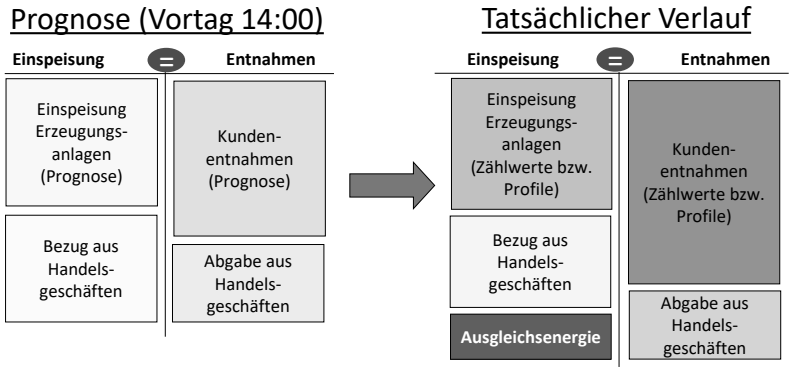



**Abbildung 12:** Prinzip der Bilanzkreise

Quelle: *Hufendiek K.*, Vorlesungsunterlagen Energiemärkte & Energiehandel, IER, Universität Stuttgart, 2016

Abbildung 12 veranschaulicht das **Prinzip der Bilanzkreise**. Bereits am Vortag ist der Bilanzkreisverantwortliche gehalten gegenüber dem ÜNB zu deklarieren, welche Einspeisungen er in seinen Bilanzkreis woher und welche Entnahmen er an welcher Stelle in viertelstündlicher Auslösung erwartet. Anmeldeschluss (Day Ahead Gate Closing Time (GCT)) in Deutschland ist 14:30 Uhr am Vortag[73]: 120

- **Handelsgeschäfte:** Sie sind üblicherweise mittels fester Fahrpläne definiert, wobei im Bilanzkreis zu deklarieren ist, welcher Fahrplan von welchem anderen Bilanzkreis innerhalb oder außerhalb der Regelzone übernommen/abgegeben wird, jeweils getrennt nach Bezug und Abgabe.
- **Einspeisung aus Erzeugungsanlagen:** Hierfür muss der Bilanzkreisverantwortliche eine Prognose abgeben, was die Erzeugungsanlagen, die auf seinen Bilanzkreis angemeldet sind, voraussichtlich in die Netze der Regelzone einspeisen werden
- **Kundenentnahmen:** Der Bilanzkreisverantwortliche muss ebenfalls prognostizieren, was die anhand der Zählpunkte auf seinen Bilanzkreis angemeldeten Letztverbraucher in jeder Viertelstunde aus dem Netz entnehmen werden

Nach der initialen Deklaration Day Ahead kann der Bilanzkreisverantwortliche, wenn er neue Erkenntnisse hat, über definierte Meldeprozesse diese **Werte anpassen**. Er muss jedoch dann durch entsprechende ausgleichende Maßnahmen weiterhin dafür sorgen, dass der Bilanzkreis in jeder Viertelstunde ausge-

73 *50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH,* Prozessbeschreibung Fahrplananmeldung in Deutschland, Version 4.1, 12. 04. 2020, abgerufen unter *https://www.amprion.net/Dokumente/Strommarkt/Bilanzkreise/Fahrplanmanagement/ESS/AG-FPM_Prozessbeschreibung_Fahrplananmeldung_v4.1.pdf* (27. 08. 2020), S. 86.

glichen ist. Details zum Fahrplanmanagement und dessen Abwicklung sind den Veröffentlichungen der ÜNBs zu entnehmen[74].

121 **Nach Ablauf des betreffenden Tages** werden die Einspeisungen und Kundenentnahmen anhand der aufgelaufenen Viertelstundenwerte ihrer Zähler in den Bilanzkreis mit den tatsächlichen Werten eingestellt. Kleine Kunden oder Einspeiser, die nicht mit einer registrierenden Lastgangmessung (RLM) ausgestattet sind, werden an dieser Stelle näherungsweise mit typischen Standardlastprofilen (SLP) oder Einspeiseprofilen im Viertelstundenraster abgerechnet.

Die dann resultierenden Abweichungen sind durch den ÜNB mittels der von ihm kontrahierten Systemdienstleistungen ausgeglichen worden und werden in Form von **Bilanzausgleichsenergie** zusätzlich in den Bilanzkreis eingestellt und vom ÜNB dem Bilanzkreisverantwortlichen in Rechnung gestellt.

**Wechselt ein Kunde** von einem Lieferanten zu einem anderen, so wird sein Zählpunkt im Rahmen des standardisierten Kundenwechselprozesses dem Bilanzkreis des neuen Lieferanten zugeordnet, so dass nun dieser über seinen Bilanzkreis dafür sorgen muss, dass für diesen Kunden ausreichend Energie in die Regelzone eingestellt wird.

Nicht jeder Marktakteur muss unbedingt einen eigenen Bilanzkreis führen. In diesem Fall müsste er seine Geschäfte, Einspeisungen und Belieferungen dem Bilanzkreis eines anderen zuordnen und mit ihm einen entsprechenden **Dienstleistungsvertrag** für das Bilanzkreismanagement abschließen.

### *c) Produkte*

122 Wie bereits in Teil 1 A 5 beschrieben, besteht im OTC-Markt **grundsätzlich Vertragsfreiheit**, so dass mit einem Vertragspartner beliebige Vertragsstrukturen ausgehandelt werden können. Dennoch haben sich in den Märkten gewisse Standards etabliert, die speziell im Hinblick auf schnelle und effiziente Transaktionen in Commodity-Märkten wichtig sind.

Entsprechend der üblichen Gliederung von Commodity-Märkten (vgl. Teil 1 A 3 c) bb)) in Spot- und Terminmärkte können im deutschen Strommarkt, der zumindest für Kontinentaleuropa aufgrund der Größe und Liquidität gewisse Standards setzt, folgende Produkte unterschieden werden.

#### *aa) Spotmarkt*

123 Der Spotmarkt wird durch die unmittelbare Lieferung der Commodity charakterisiert. Üblicherweise wird im Strommarkt darunter die Lieferung am nächsten Tage verstanden, so dass der **Day-Ahead-Markt** den im Augenblick wichtigsten Spotmarkt für Strom darstellt, der auch den wichtigen Börsenindex für

74 Für die deutschen Regelzonen: *50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH,* Prozessbeschreibung Fahrplananmeldung in Deutschland, Version 4.1, 12. 04. 2020, abgerufen unter *https://www.amprion.net/Dokumente/Strommarkt/Bilanzkreise/Fahrplanmanagement/ESS/AG-FPM_Prozessbeschreibung_Fahrplananmeldung_v4.1.pdf* (27. 08. 2020).

viele finanzielle Termingeschäfte bildet. Daneben kann aufgrund entsprechender Regelungen zu den Anmeldefristen beim Bilanzkreismanagement Strom seit einigen Jahren auch kurzfristiger gehandelt werden. Dies geschieht am **Intradaymarkt**, der zwischenzeitlich - zumindest für das deutsche Marktgebiet - als liquider Markt betrachtet werden kann und die Spot-Börsen *EPEX-Spot* und *Nordpool* auch entsprechende Indizes als Preisindikatoren veröffentlichen.

#### Day-Ahead-Markt

Am Day-Ahead-Markt werden als **Standards** die wichtigsten Produkte 124

- **Base**: Konstante Leistung für alle 24 Stunden des Folgetags,
- **Peak**: Konstante Leistung für die 12 Stunden von 8 bis 20 Uhr des Folgetags und
- **Einzelstunde**: Konstante Leistung für eine definierte Stunde des Folgetags gehandelt.

Diese Standardprodukte sind nicht nur OTC, sondern auch an der Börse EPEX Spot verfügbar.

Daneben können weitere Blöcke von aneinandergrenzenden Stunden oder auch als wichtige Off-Standards im OTC-Markt Fahrplanprofile (unterschiedliche Leistungen zu unterschiedlichen Stunden ggf. auch Viertelstunden) vereinbart werden. Hinsichtlich der Zeitauflösung werden am OTC-Markt nur durch die **Abwicklung als Fahrplan** im Rahmen des Bilanzkreismanagements, also durch die für die Bilanzkreise festgelegten Abrechnungsintervalle einzelner Viertelstunden, Grenzen gesetzt.

#### Intradaymarkt

Die Produktgestaltung im Intradaymarkt wird im OTC-Markt ebenfalls nur durch die notwendige **Abwicklung als Fahrplan** im Bilanzkreismanagement begrenzt. Grundsätzlich können damit einzelne Viertelstunden mit konstanter Leistung oder Blöcke derselben sowie Fahrpläne auf Viertelstundenbasis gehandelt werden. Die **letzte Möglichkeit intraday Fahrplanänderungen** vorzunehmen ist für Geschäfte innerhalb der deutschen Regelzonen bei den deutschen ÜNBs mit 15 min Vorlauf zur Viertelstunde der Lieferung des Fahrplans definiert. Für grenzüberschreitende Geschäfte mit ausländischen Regelzonen sind andere Gate Closure Times (GTC) spezifiziert.[75] 125

### *bb) Terminmarkt*

Für den Terminmarkt gilt analog dem Spotmarkt, dass im OTC-Markt neben den üblichen **Standardprodukten** für Base und Peak, die sich dann auf die Liefer- 126

75 *50 Hertz Transmission GmbH, Amprion GmbH, TenneT TSO GmbH, TransnetBW GmbH,* Prozessbeschreibung Fahrplananmeldung in Deutschland, Version 4.1, 12. 04. 2020, abgerufen unter *https://www.amprion.net/Dokumente/Strommarkt/Bilanzkreise/Fahrplanmanagement/ESS/AG-FPM_Prozessbeschreibung_Fahrplananmeldung_v4.1.pdf* (27. 04. 2020), S. 86.

zeiträume der folgenden **Wochen**, **Monate** und **Jahre** beziehen, auch beliebige **Nichtstandardprodukte** gehandelt werden können. Dabei ist die Möglichkeit Off-Standards nutzen zu können im Terminmarkt wesentlich bedeutender als im Spotmarkt, da hier im OTC-Markt auch komplexe Langfristverträge abgeschlossen werden.

Solche **langfristigen Bezugsverträge** im OTC-Markt weisen **oft komplexe Strukturen** mit zahlreichen Optionalitäten auf, die auch über einen längeren Zeitraum zwischen den Vertragspartnern verhandelt werden. Denkbar sind hier beispielsweise virtuelle Kraftwerksscheiben, die die wesentlichen Eigenschaften von realen Kraftwerken nachbilden oder längerfristige Lieferverträge für Weiterverteiler, die ihnen Flexibilitäten einräumen, um einem eigenen Kundenportfolio Vollversorgungsprodukte anbieten zu können, die dann auch Preisindizes enthalten können.

Da im Terminmarkt OTC zwar häufig Produkte mit **physischer Lieferung** vereinbart werden, die konkrete Lieferung aber dann im Spotzeitraum stattfindet, spielt an dieser Stelle nur die mögliche zeitliche Auflösung im **Bilanzkreismanagement** (vgl. Teil 1 A II 2 b) cc)) eine Rolle. Die Melde- und Änderungsfristen für Fahrpläne im Bilanzkreismanagement liegen außerhalb des Zeitfensters des Terminmarkts und begrenzen somit die Handelsaktivitäten nicht zeitlich.

*cc) Märkte für Systemdienstleistungen*

127 Für die **Sicherung der Netzstabilität** sind die Übertragungsnetzbetreiber verantwortlich, die ihre Regelzone jederzeit ausregeln müssen. Hierfür benötigen sie Systemdienstleistungen, d. h. Erzeugungseinheiten oder steuerbare Lasten, die bestimmten Anforderungen entsprechen und damit die gewünschten Qualitäten der Systemdienstleistungen für die Regelenergiemärkte bereitstellen. In Deutschland[76] werden drei Qualitäten unterschieden (nach[77]):

- **Primärregelleistung**:
  - Bereitstellung nach dem Solidaritätsprinzip durch alle im ENTSO-E-Gebiet synchron verbundenen ÜNB
  - Automatische vollständige Aktivierung innerhalb von 30 sec
  - abzudeckender Zeitraum pro Störung: $0 < t < 15$ min
  - Anlagen messen Netzfrequenz lokal und steuern Leistungseinspeisung in Richtung Einhaltung des Sollwerts von 50 Hz
- **Sekundärregelleistung**:
  - energetischer Ausgleich der Regelzone und Frequenzregelung
  - unmittelbare automatische Aktivierung durch den betroffenen ÜNB

76 In anderen Ländern bestehen hier kleinere Unterschiede, im Prinzip sind die Qualitäten aber ähnlich, weil die Regelung technisch ähnlich erfolgt.

77 *Regelleistung.net*, Allgemeines zur Regelleistung – Technische Aspekte, abgerufen unter https://www.regelleistung.net/ext/static/technical (28. 08. 2020).