

Monopolkommission

Sondergutachten 65

# Energie 2013: Wettbewerb in Zeiten der Energiewende

Sondergutachten der Monopolkommission  
gemäß § 62 Abs. 1 EnWG



**Nomos**

# Inhaltsverzeichnis

Vorwort.....	11
Kurzfassung.....	13
1. Ökologische Logik bedarf der Ökonomik, auch in der Energiepolitik! .....	26
1.1 Keine Notwendigkeit eines Bundesenergieministeriums.....	27
1.2 Befreiung stromintensiver Unternehmen von den Kosten der Energiewende.....	29
1.3 Zur Außenhandelsproblematik um chinesische Solarmodule.....	32
2. Marktanalyse Energieerzeugung und Großhandel .....	42
2.1 Aktueller Stand des europäischen Binnenmarktes für Strom und Gas .....	42
2.1.1 Entwicklung des europäischen Gasbinnenmarktes: Sukzessive Liquiditätssteigerung .....	43
2.1.1.1 Marktintegration und Liquidität .....	43
2.1.1.2 Gaspreise: Aktuelle Entwicklungen .....	46
2.1.2 Entwicklung des europäischen Strombinnenmarktes: Geografische Marktabgrenzung.....	48
2.1.2.1 Kernproblem Netzengpässe.....	49
2.1.2.2 Regionale Annäherung und Market Coupling zwischen europäischen Strommärkten.....	50
2.1.2.3 Empirische Preisdifferenzanalyse der Monopolkommission.....	52
2.1.2.4 Fazit: Derzeit noch keine Abgrenzung europäischer Märkte.....	62
2.2 Untersuchung der Wettbewerbsverhältnisse im Stromgroßhandel.....	64
2.2.1 Die Märkte im Stromgroßhandel.....	64
2.2.1.1 Die Abgrenzung relevanter Märkte im Überblick.....	64
2.2.1.2 Probleme der Abgrenzung von Erzeugungs- und Distributions- ebene.....	66
2.2.1.3 Abgrenzung und Überschneidung des Erstabsatzmarktes und der Märkte für erneuerbare Energien und Regelenergie.....	67
2.2.2 Marktstruktur und Marktmacht auf dem Markt für den Erstabsatz konventionell erzeugten Stroms.....	68
2.2.2.1 Datenbasis und Approximation von Angebots- und Nachfrage- parametern.....	69
2.2.2.2 Strukturelle Indikatoren der Angebotsseite.....	75
2.2.2.3 Empirische Marktmachtanalyse anhand des Residual Supply Index (RSI).....	81
2.2.2.4 Analyse des RSI für den deutschen konventionellen Strom- erzeugungsmarkt 2012.....	84
2.2.2.5 Fazit: Derzeit keine Einzelmarktbeherrschung auf dem Erst- absatzmarkt.....	92
2.2.3 Strukturelle Merkmale des Marktes für die Erzeugung und Vermark- tung von Strom aus erneuerbaren Energien (EEG-Strom).....	93
2.3 Marktüberwachung.....	96
2.3.1 Regulierungslandschaft.....	98

2.3.2	Transparenz, Markteffizienz und Fortentwicklung der Verbotsdurchsetzung.....	103
2.3.3	Europäische Aufsichtscoordination durch ACER.....	105
2.3.4	Mehrwert einer deutschen Markttransparenzstelle (MTS) für Strom und Gas.....	108
2.3.5	Fazit: Effektive Umsetzung komplexer Regeln notwendig.....	112
3.	Marktdesign der Energiewende .....	114
3.1	Die Energiewende messen: Konsistenz- und Zielprobleme.....	114
3.1.1	Diffuse Vielfalt von Zielen und Instrumenten.....	114
3.1.2	Politik(in)konsistenz und Einordnung deutscher Politikziele.....	119
3.1.2.1	Weltweiter Emissionsrechtehandel und Grundlagenforschung als mögliche First-Best-Lösung.....	120
3.1.2.2	Konsistenzprobleme von Second-Best-Lösungen: EU- versus nationale Klimapolitik.....	121
3.1.2.3	Deutsche Energiepolitik: Erhöhung des Anteils erneuerbarer Energien als Primärziel.....	124
3.2	Überblick über die Problemfelder der Energiewende in Deutschland.....	125
3.2.1	Zusammenhänge und Kostenfaktoren der Energiewende.....	127
3.2.1.1	Problemkreis I: Fördermechanismen für erneuerbare Energien....	127
3.2.1.2	Problemkreis II: Netzungleichgewichte – Netzausbau und alternative Mechanismen.....	128
3.2.1.3	Problemkreis III: Problematik der Regel und Kapazitätsmechanismen.....	129
3.2.2	Kostensenkung oder Kostensteigerung durch den Merit-Order-Effekt?....	129
3.3	Fördermechanismen für erneuerbare Energien .....	133
3.3.1	Funktionsweise und Entwicklung des heutigen EEG-Fördersystems.....	133
3.3.1.1	Systematik der Förderung von Anlagen nach dem EEG.....	133
3.3.1.2	Entwicklung der EEG-Fördersätze und Rentabilitätsspannen.....	137
3.3.2	Probleme und Ineffizienzen des EEG-Fördersystems.....	138
3.3.2.1	Fehlende Zielgenauigkeit und Überförderung.....	139
3.3.2.2	Fehlende Technologieneutralität reduziert Wettbewerbswirkungen.....	141
3.3.2.3	Negative Börsenpreise belasten Energiepreise.....	142
3.3.2.4	Weitere Problemfelder: Netzparität und Systemkomplexität.....	144
3.3.3	Reform des EEG mithilfe einer Mengensteuerung: Das Quotenmodell nach schwedischem Vorbild .....	145
3.3.3.1	Vorschlag für die Ausgestaltung eines Quotenmodells .....	146
3.3.3.2	Wichtige Vorteile eines Quotenmodells gegenüber einer Preissteuerung.....	149
3.3.3.3	Investitionsrisiko versus Mengenrisiko: Risikoprämien als Nachteil des Quotenmodells?.....	151
3.3.4	Weiterentwicklung der bestehenden Preissteuerung .....	155
3.3.4.1	Strompreisbremse des Bundesumweltministers.....	155

3.3.4.2	Grünstromkennzeichnung und Vorschlag einer Aufhebung des Doppelvermarktungsverbotes zur Unterstützung des EEG-Fördersystems .....	156
3.3.4.3	Technologieneutrale Ausgestaltung der bestehenden EEG-Förderung und Ausbau des Marktprämienmodells .....	160
3.3.5	Erfahrungen mit Fördersystemen in Großbritannien: Wirklich ein Negativ-Beispiel?.....	163
3.4	Netzungleichgewichte – Netzausbau und alternative Mechanismen.....	169
3.4.1	Das Problem der Netzungleichgewichte .....	169
3.4.2	Aktuelle Situation des Netzausbaus.....	171
3.4.2.1	Übertragungsnetze .....	171
3.4.2.2	Kritische Würdigung des Übertragungsnetzausbaus .....	175
3.4.2.3	Verteilnetze .....	175
3.4.2.4	Gasnetze.....	176
3.4.3	Alternativen zum Netzausbau.....	177
3.4.3.1	Redispatching als derzeitiges Instrument zur Beseitigung von Netzengpässen.....	177
3.4.3.2	Alternativ-Technologien: Power-to-Gas und Speicher .....	178
3.4.3.3	Repowering, Smart Grid und Demand Side Management .....	179
3.4.3.4	Market Splitting und Nodal Pricing .....	183
3.4.3.5	G-Komponente als sinnvoller und gut integrierbarer Steuerungsmechanismus zur Verringerung des Netzausbaubedarfs.....	184
3.4.3.6	Fazit: Netzausbau unter stärkerem Einbezug vorhandener Alternativen.....	187
3.5	Sicherstellung der Versorgung durch Regel- und Kapazitätsmechanismen.....	188
3.5.1	Kapazitätsbedarf und Versorgungssicherheit infolge der Energiewende.....	190
3.5.1.1	Bedarf an Regelenergie stabil.....	191
3.5.1.2	Bedarf an (regionaler) Reservevorhaltung zur kurzfristigen Netzstabilisierung.....	192
3.5.1.3	Bedarf langfristiger Kapazitätsmechanismen: Gibt es ein Missing-Money-Problem?.....	194
3.5.2	Optionen für langfristige Kapazitätsmechanismen und Kapazitätsmärkte.....	199
3.5.2.1	Überblick.....	199
3.5.2.2	Vor- und Nachteile der Schaffung expliziter Kapazitätsmärkte.....	200
3.5.2.3	Vor- und Nachteile des Einsatzes einer strategischen Reserve.....	203
3.5.2.4	Mögliche Spill-over-Effekte bei nationaler Umsetzung von Kapazitätsmechanismen.....	205
3.5.2.5	Fazit: Vertrauen in den Energy-only-Markt nicht vorschnell aufgeben.....	207
3.5.3	Bewertung der Umsetzung der Reservekraftwerksverordnung (Winterreserve).....	209

3.6 Empfehlungen für eine erfolgreiche und effiziente Verwirklichung der Energiewende.....	211
4. Netzebene Strom und Gas: Wirksamkeit von Wettbewerbs- und Regulierungs- recht.....	215
4.1 Komplexität der Regulierung.....	215
4.2 Verschiedene Entwicklungen im Bereich der Netzentgeltregulierung.....	218
4.2.1 Adäquate Finanzierung des Ausbaubedarfs in Verteilnetzen im Rahmen der Anreizregulierung.....	218
4.2.2 Wettbewerbliche Wirkungen der Gasnetzentgeltstruktur.....	221
4.2.3 Umgestaltung der Netzentgelte zur Lösung des Problems einer Netzparität.....	223
4.3 Regulierung und Harmonisierung auf nationalen und europäischen Gas- märkten.....	225
4.3.1 Maßnahmen zur Förderung der Marktintegration auf nationaler und europäischer Ebene .....	225
4.3.1.1 Entwicklungen in Deutschland.....	225
4.3.1.2 Entwicklungen in Europa.....	228
4.3.2 Harmonisierung des europäischen Rechtsrahmens für Erdgas.....	230
4.3.2.1 Empfehlungen zum Verfahren für das Engpassmanagement (CMP).....	230
4.3.2.2 Netzkodizes .....	231
4.3.2.3 Fazit: Implementierung einheitlicher europäischer Regu- lierungsvorschriften forcieren.....	233
4.4 Wettbewerbsprobleme bei Konzessionsabgaben und Konzessionsvergabe.....	234
4.4.1 Wettbewerbsrechtliche Aspekte der Höhe der Konzessionsabgabe.....	235
4.4.2 Wettbewerbsparameter der Konzessionsvergabe.....	237
4.4.3 Fazit.....	243
5. Wettbewerb und Regulierung auf Endkundenmärkten .....	244
5.1 Überblick über Preisentwicklung, Anbieterstruktur und Wechselverhalten .....	244
5.1.1 Preisentwicklung.....	244
5.1.2 Anbieterstruktur und Wechselverhalten.....	245
5.2 Eigene empirische Erhebungen für den Endkundenmarkt Gas.....	246
5.2.1 Einführung .....	246
5.2.2 Vorgehensweise .....	247
5.2.3 Ergebnisse.....	248
5.3 Schlichtungsstellen.....	256
5.3.1 Clearingstelle EEG .....	256
5.3.2 Schlichtungsstelle für Energie.....	257
5.4 Kartellrechtliche Fallpraxis.....	259
6. Zentrale Handlungsempfehlungen der Monopolkommission.....	261
Glossar.....	263

## Verzeichnis der Abbildungen und Tabellen

Abbildung 2.1:	Entwicklung des Gashandelsvolumens an der EEX für die Marktgebiete NCG, GASPOOL und TTF.....	45
Abbildung 2.2:	Entwicklung der Tagesreferenzpreise von GASPOOL, NCG und TTF.....	46
Abbildung 2.3:	Regionale Initiativen zum Zusammenschluss nationaler Märkte.....	51
Abbildung 2.4:	Preisdifferenzstundenphasen zwischen Deutschland und Frankreich 2011 und 2012.....	59
Abbildung 2.5:	Preisdifferenzstundenphasen zwischen Deutschland und den Niederlanden 2011 und 2012.....	60
Abbildung 2.6:	Preisdifferenzstundenphasen zwischen Deutschland und Belgien 2011 und 2012.....	61
Abbildung 2.7:	Verteilung der Kraftwerksausfälle im Jahr 2012.....	72
Abbildung 2.8:	Eigentümerstruktur auf der Erzeugerebene für konventionelle Energien 2012.....	77
Abbildung 2.9:	Eigentümerstruktur auf der Erzeugerebene für konventionelle Energien 2012 (mit Berücksichtigung der installierten Kapazitäten in Österreich).....	78
Abbildung 2.10:	Eigentümerstruktur konventionelle Energieträger.....	79
Abbildung 2.11:	Energieerzeugungsarten der vier großen Energieversorger (Variante A).....	80
Abbildung 2.12:	Energieerzeugungsarten der vier großen Energieversorger (Variante B).....	81
Abbildung 2.13:	Verlauf des RSI für die vier großen Stromerzeuger (Szenario 1).....	88
Abbildung 2.14:	Häufigkeit RSI < 1,2 pro Monat und pro Stunde.....	90
Abbildung 2.15:	Anteil der Kraftwerksleistungen je Bundesland an der in Deutschland installierten Gesamtkapazität.....	95
Abbildung 2.16:	Verhältnis der nach EEG und der nicht nach EEG vergüteten Kraftwerksleistungen je Bundesland.....	96
Abbildung 3.1:	Zielhierarchisierung der Energiewende.....	119
Abbildung 3.2:	Verlauf der erzielten Preise für die Auktionierung von CO <sub>2</sub> -Zertifikaten.....	123
Abbildung 3.3:	Verkettung wesentlicher Probleme und Kostenfaktoren der Energiewende.....	126
Abbildung 3.4:	Entwicklung des lastgewichteten Monatsdurchschnittspreises für Strom in Deutschland/Österreich am Spotmarkt (EPEX SPOT).....	131
Abbildung 3.5:	Summe der EEG-Einspeisungen von 2000 bis 2013.....	133
Abbildung 3.6:	Entwicklung der EEG-Umlage von 2000 bis 2013.....	135
Abbildung 3.7:	Kostenentwicklung bei PV-Aufdachanlagen.....	138
Abbildung 3.8:	Beispiel einer Strompreissteigerung bedingt durch eine Kostensenkung bei Solaranlagen.....	140
Abbildung 3.9:	Bilanz des schwedischen Grünstromzertifikatesystems in den Jahren 2003 bis 2010.....	151
Abbildung 3.10:	Beispiel möglicher Risikokosten im Quotenmodell und im EEG.....	154

Abbildung 3.11:	Wirkung des geplanten britischen CfD-Fördersystems.....	165
Abbildung 3.12:	Soll-Quoten und tatsächliche Quotenerfüllung im RO-System.....	167
Abbildung 3.13:	Netzausbau in fünf Schritten.....	172
Abbildung 3.14:	Mögliche Ineffizienzen des Modells der strategischen Reserve.....	205
Abbildung 3.15:	Kapazitätsmechanismen in Europa.....	206
Abbildung 3.16:	Spill-over-Effekt eines Landes mit Kapazitätsmärkten auf ein Land mit strategischer Reserve.....	207
Abbildung 5.1:	Eigentümerstruktur der Grundversorger.....	249
Abbildung 5.2:	Durchschnittspreis der Standardgrundversorgungsverträge.....	250
Abbildung 5.3:	Günstigster Endkundentarif.....	251
Abbildung 5.4:	Preisdifferenz zwischen Grundversorgungsbasistarif und günstigstem Gastarif.....	252
Abbildung 5.5:	Preisdifferenz zwischen Grundversorgungsbasistarif und günstigstem Sondervertragstarif des Grundversorgers.....	253
Abbildung 5.6:	Verteilung Anzahl der Wettbewerber, die einen Tarif anbieten, dessen Jahrespreis entweder der günstigste ist oder maximal 10 % über dem des günstigsten liegt.....	254
Abbildung 5.7:	Preisdifferenz zwischen dem Grundversorgungsbasistarif und der Gruppe der günstigsten Gastarife.....	255
<hr/>		
Tabelle 2.1:	Stunden der Preisgleichheit im Zeitraum 2009 bis 2012.....	54
Tabelle 2.2:	Handelszeiten der verschiedenen Börsen (Day-ahead-Auktion).....	54
Tabelle 2.3:	Stunden der Preisgleichheit auf Monatebene 2011 und 2012.....	55
Tabelle 2.4:	Stunden der Preisgleichheit für 2012 während Höchstlastzeiten.....	56
Tabelle 2.5:	Stunden mit Preisdifferenzen 2011 und 2012.....	57
Tabelle 2.6:	Kennziffern über die Dauer von Preisdifferenzen .....	62
Tabelle 2.7:	Deskriptive Statistiken.....	75
Tabelle 2.8:	Ergebnisse Residual Supply Index – Szenario 1 (Hauptszenario).....	85
Tabelle 2.9:	Ergebnisse Residual Supply Index – Szenario 2.....	86
Tabelle 2.10:	Ergebnisse Residual Supply Index – Szenario 3.....	87
Tabelle 2.11:	Ergebnisse Residual Supply Index – Szenario 4.....	87
Tabelle 2.12:	Deskriptive Statistiken der RSI- Werte.....	89
Tabelle 2.13:	Residual Supply Index für Höchstlaststunden 2012.....	91
Tabelle 2.14:	Elektrische Netto-Nennleistung nach Energieträgern.....	94
Tabelle 3.1:	Überblick über wichtige energiepolitische Ziele der Bundes- länder.....	118
Tabelle 3.2:	Nach der Last gewichtetes Jahresdurchschnittspreisniveau der EPEX SPOT.....	136
Tabelle 3.3:	Stunden negativer Börsenpreise an der EPEX SPOT.....	144
Tabelle 3.4:	Entwicklung von Kennziffern für die Bedingungen der Kraft- werksrefinanzierung.....	197
Tabelle 3.5:	Simulation der bestehenden Kapazitätsabdeckung in einer Extremsituation.....	198